

**ТОО «БУЗАЧИ НЕФТЬ»**  
**ТОО «КАЗАХСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ**  
**ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ» (КазНИГРИ)**

**«УТВЕРЖДАЮ»**  
Генеральный директор  
ТОО «Бузачи Нефть»  
Асанова С.Е.  
2026г.



**ПРОЕКТ**  
**РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПО ПОИСКУ**  
**УГЛЕВОДОРОДОВ В ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ**  
**СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ УЧАСТКА КАРАТУРУН МОРСКОЙ**  
**СОГЛАСНО КОНТРАКТУ №793 ОТ 02.11.2001 Г.**

(Договор ОИ-12513 от «29» декабря 2025 г.)

Директор  
ТОО «КазНИГРИ»:

Заместитель директора по  
проектной деятельности:





ЮСУБАЛИЕВ Р.А.

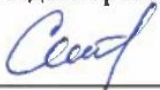
ТУЛЕНБАЕВА Б.Р.


Атырау, 2026 г.


## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ


Руководитель работы,  
Директор департамента геологии и моделирования, к. г.-м.  
н.  Шестопова Л.В. (Общее руководство).  
Глава 4; Корректировка  
текста

Ответственный исполнитель,  
Руководитель отдела проектирования поиска и разведки УВС  
 Жумалиева К.К. Главы: 3; 4; 5; Заключение

Ответственный исполнитель,  
Ведущий инженер отдела проектирования поиска и разведки  
УВС  
 Сейткалиева Г.К. Главы: 2, 5, 6;  
Составление и  
оформление графических  
приложений

Ответственный исполнитель,  
Ведущий инженер отдела проектирования поиска и разведки  
УВС  
 Бришева К.Е. Введение. Главы: 5; 7; 8;  
10-13; Формирование  
текста отчета

Исполнитель,  
Руководитель отдела проектирования бурения и  
внутрискважинных работ  
 Исламов Х.М. Разделы: 5.5, 5.6

Исполнитель,  
Ведущий инженер отдела проектирования охраны недр и  
окружающей среды,  
 Ибраева А.Н. Глава 9

Ответственный за Документ-контроль:  Сейткалиева Г.К.

Шестоперова Л.В., Жумалиева К.К. и др. **«Проект разведочных работ по поиску углеводородов в юрских отложениях Северной части участка Каратурун Морской» (согласно контракту №793 от 02.11.2001 г.)**.

Текст на 83 стр., 14 рис., 30 таблиц, 4 текстовых приложений. Папка – 9 графических приложений на 9 листах.

Организация-составитель: ТОО «КазНИГРИ».

Лицензии: «Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатация горных производств (разведка, добыча полезных ископаемых)», «Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды».

Дата составления проекта: январь 2026 г.

Адрес: Республика Казахстан. Атырауская обл., г. Атырау, ул. Айтеке-би, дом 43А.

Организация-заказчик проекта - ТОО «Бузачи Нефть».

Контракт №793 от 02.11.2001 г. на проведение операций по недропользованию на участке «Бузачи Нефть».

Границы участка недр: XXXI-12-D (частично), Е (частично).

**РЕФЕРАТ.** В тектоническом отношении участок Каратурун Морской расположен в северной части Бузачинского свода. По результатам обработки и интерпретации сейсмических данных 2Д, выполненных в 2025 году специалистами ТОО «Сейсмические геофизические услуги» на контрактных территориях ТОО «Бузачи Нефть», в том числе по участку Каратурун Морской, была построена современная структурно-тектоническая модель перспективных горизонтов юрских и триасовых отложений.

«Проектом разведочных работ.» предусматривается бурение восьми поисковых скважин: одной независимой — КМ-17 и семи зависимых — КМД-1, КМД-2, КМД-4, КМД-5, КМ-20, КМ-18 и КМ-19 проектной глубиной 1200 м. Целью бурения является поиск залежей нефти в юрских отложениях в сводовых и присводовых частях структуры.

Проектом предусмотрен комплекс необходимых геолого-геофизических исследовательский, предложены конструкции скважин и выполнен подсчет перспективных ресурсов углеводородов

**Ключевые слова.** Бузачинский свод, палеозойские и мезозойские отложения, перспективы нефтегазоносности, бурение, скважина, месторождение, перспективные ресурсы УВ.

Составитель реферата



Сейткалиева Г.К.

Приложение №1  
к Договору № 011-12513  
от «29» 12 2025 г.

СОГЛАСОВАНО

Директор

ТОО «КазНИИРИ»

Юсубалиев Р.А.

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 г.



УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

ТОО «Бузачи Нефть»

Санова С.Е.

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 г.



**Геологическое задание  
на выполнение НИР**

**«Проект разведочных работ по поиску углеводородов в юрских отложениях Северной части участка Каратурун Морской согласно Контракту №793 от 02.11.2001г. с экологической частью РООС/пред.ОВОС»**

**1. Целевое назначение:**

- Составить отчёт «Проект разведочных работ по поиску углеводородов в юрских отложениях в Северной части участка Каратурун Морской согласно Контракту №793 от 02.11.2001г. с экологической частью РООС/пред.ОВОС»

**2. Основание для выполнения работы:**

- Контракт №793 от «02» ноября 2001г. с дополнениями
- Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27.12.2017 г.
- Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр от 15 июня 2018 года № 239.

**3. Исходные данные:**

- Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каратурун Морской согласно Контракту №793 от 02.11.2001г., 2020 год.
- «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на структуре Каратурун Западный», 2020год.
- «Дополнение к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каратурун Морской по Контракту №793 от 02.11.2001 г.», 2023год.
- «Дополнение №2 к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каратурун Морской согласно Контракту №793 от 02.11.2001г.», 2024год.
- «Дополнение №3 к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каратурун Морской согласно Контракту №793 от 02.11.2001г. с экологической частью РООС/пред.ОВОС», 2024г.
- «Дополнение №4 к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каратурун Морской согласно Контракту №793 от 02.11.2001г. с экологической частью РООС/пред.ОВОС», 2025г.
- Отчет о результатах работ по обработке и интерпретации сейсмических данных 2Д и 3Д, по лицензионной территории ТОО «Бузачи Нефть» за 2008 год в пределах блока XXXI-12-E (частично), F (частично), K-XII-10a (частично), Контракт № 792 от 02.11.2001 г.
- «Отчёт о результатах переобработки и комплексной структурно-динамической интерпретации сейсмических данных 2Д и 3Д по контрактным территориям ТОО «Бузачи Нефть», 2022 год.
- «Результаты обработки и интерпретации сейсмических данных 2Д (месторождение Каратурун Морской) на контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть», 2025г.

- Координаты пробуренных скважин.
- Координаты геологического (горного) отвода территории (месторождения)
- Схема коммуникаций и размещения скважин на структуре пути проезда к объекту разведочных работ.
- Данные о техническом состоянии скважин.
- Техническая характеристика буровых установок, используемых при бурении Каратурунской группы месторождений.
- Результаты опробования скважин.
- Условия проводки скважин под кондуктор, тех колонну, экс колонну, условия осложнений в процессе бурения скважины и меры по их ликвидации, результаты интенсификаций притоков пластового флюида (ГРП, соляно кислотной обработки); ГДИС; результаты проходкой отбора и анализа керна, анализ пластового флюида.

#### 4. Проектный документ должен отвечать следующим требованиям

- Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 125-VI от «27» декабря 2017 г.;
- «Единые правила по комплексному и рациональному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых», утвержденный приказом министра энергетики Республика Казахстан за № 239 от «15» июня 2018 г.;
- «Методические указания по составлению проектов разведочных работ углеводородов»
- Экологический Кодекс Республики Казахстан № 212 от «09» января 2007 г.  
(с изменением и дополнениями по состоянию на 11.04.2019 г.)
- Водный кодекс РК от 9 июля 2003 года № 481-II;

#### 5. Состав и содержание работы

- В соответствии с нормативными документами на составление проектов разведки.
- Проект должен содержать финансовую часть с отражением в ней затрат на проведение работ по изучению и поиску УВ на весь срок стадии поисковых работ.
- Ориентировочный объем добычи УВС (нефть, газ) в период испытания объектов (до 3-х месяцев по каждому объекту).
- Выполнить оценку ресурсов углеводородного сырья.
- Разработка Экологической части (РООС/ПредОВОС) согласно действующим нормам и правилам ЗРК и с учетом расположения района работ, расчет платежей за загрязнение окружающей среды, в соответствии с действующими методиками, в том числе объем сжигания газа в период испытания объектов (до 3-х месяцев по каждому объекту).

#### 6. Экспертная оценка и утверждение настоящего проектного документа:

- Согласование отчета с Заказчиком
- Согласование настоящего проектного документа в Контролирующих органах РК, с учетом проведения общественных слушаний, согласно действующих правил.
- Согласование настоящего проектного документа с экспертами ЦКРР РК.
- Представление настоящего проектного документа в ЦКРР МЭМР РК, и сдача работы ЗАКАЗЧИКУ.

#### 7. Передача отчёта Заказчику

- Передача Заказчику 3 (трех) экземпляров настоящего проектного документа с графическими приложениями на бумажных носителях.
- Передача Заказчику электронной версии настоящего проектного документа, включая графические приложения.

**8. Сроки исполнения**

- Проект - 20 календарных дней с даты подписания Договора, без учета времени на согласование;
- Экологическая часть – 20 календарных дней с даты подписания Договора, без учета времени на согласование (параллельно с геолого- методической частью).

Директор по недропользованию



Кожанова Г.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ.....	14
3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ.....	16
3.1 Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр.....	16
3.2 Анализ результатов ранее проведенных промысловых геолого-геофизических исследований.....	23
3.3 Геофизические и геохимические исследования.....	23
3.4 Лабораторные исследования.....	24
4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ.....	27
4.1 Проектный литолого-стратиграфический разрез.....	27
4.2 Тектоника.....	30
4.3 Нефтегазоносность.....	35
4.4 Гидрогеологическая характеристика разреза.....	35
5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ.....	37
5.1 Цели и задачи поисковых работ.....	37
5.2 Система размещения проектных поисковых скважин.....	37
5.3 Геологические условия проводки скважины.....	42
5.4 Характеристика промывочной жидкости.....	43
5.5 Обоснование типовой конструкции скважин.....	45
5.6 Оборудование устья скважины.....	45
5.7 Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований.....	46
5.7.1 Отбор керна и шлама.....	46
5.7.2 Геофизические и геохимические исследования.....	48
5.7.3 Опробование и испытание перспективных горизонтов.....	49
5.7.4 Лабораторные исследования.....	51
6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ.....	53
7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВОГО БУРЕНИЯ.....	54
8. ТРЕБОВАНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ.....	55
9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	59
9.1 Охрана атмосферного воздуха.....	59
9.2 Охрана и рациональное использование земельных ресурсов.....	60
9.3 Охрана поверхностных и подземных вод.....	61
9.4 Охрана недр.....	62
10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ.....	64
11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ.....	66
12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ.....	67
12.1 Оценка перспективных ресурсов нефти и газа.....	67
13. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ.....	69
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	70
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	71
Приложение 1.....	73
Приложение 2.....	78
Приложение 3.....	80
Приложение 4.....	82

## СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1 - Географо-экономические условия .....	14
Таблица 3.1.1 - Геолого-геофизическая изученность площади.....	18
Таблица 3.1.2 - Изученность контрактного участка Каратурун Морской .....	21
Таблица 3.3 - Выполненные методы ГИС в скважине КМ-2.....	24
Таблица 3.4.1 - Виды и объёмы лабораторных исследований, выполненных на участках Каратурун Морской, Каратурун Южный и Каратурун Восточный .....	25
Таблица 3.4.2 – Комплекс лабораторного исследования и количество определений по скважине КЗ-3.....	25
Таблица 3.4.3 –Комплекс лабораторного исследования и количество определений по скважине КЗ-4.....	26
Таблица 4.4.1 – Месторождение Каратурун Морской.....	36
Среднее содержание микрокомпонентов в пластовых водах .....	36
Таблица 5.3.1 - Геологические условия проводки, прогнозируемые при бурении скважин КМ-17, КМ-19, КМ-18, КМ-20, КМД- 2, КМД-1, КМД- 4, КМД-5 (1200+250) .....	42
Таблица 5.4.1 - Типы и параметры буровых растворов по интервалам бурения скважин КМ-17, КМ-18, КМ-19, КМ-20, КМД- 1, КМД-2, КМД- 4, КМД-5 .....	44
Таблица 5.5.1 - Сводные данные по типовой конструкции скважины проектной глубиной 1200+250 м .....	45
Таблица 5.6.1 - Оборудование устья скважины .....	46
Таблица 5.7.1 - Проектные интервалы отбора керна по проектируемым скважинам.....	47
КМ-17, КМ-18, КМ-19, КМ-20, КМД- 1, КМД-2, КМД- 4, КМД-5 .....	47
Таблица 5.7.2.1 - Планируемый комплекс ГИС в проектируемых скважинах глубиной 1200+250 м .....	49
Таблица 5.7.3.1 - Проектные интервалы испытания в эксплуатационной колонне по проектируемым скважинам КМД-1, КМД-2, КМД-4, КМД-5, КМ-17, КМ-18, КМ-19, КМ-20 .....	50
Таблица 5.7.3.2 - Прогнозируемые дебиты нефти, плотности и газосодержания нефти .....	51
КМ-17, КМ-18, КМ-19, КМ-20, КМД-1, КМД-2, КМД-4, КМД-5 .....	51
Таблица 5.7.4.1 – Виды и объёмы лабораторных исследований керна и флюидов.....	52
Таблица 7.1 - Основные показатели проектируемых работ в скважинах.....	54
КМ-17, КМ-18, КМ-19, КМ-20, КМД-1, КМД-2, КМД-4, КМД-5 .....	54
Таблица 8.1 - Стоимость бригады при ликвидации скважин .....	56
Таблица 8.2 - Расчет стоимости ликвидации одной скважины и продолжительность ликвидационных работ .....	57
Таблица 8.3 - Затраты на материалы при ликвидации скважины .....	57
Таблица 8.4– Затраты на техническую рекультивацию 1м3 рекультивируемого грунта.....	58
Таблица 8.5 - Затраты на техническую рекультивацию нарушенных земель.....	58
Таблица 8.6 - Сводная таблица затрат на ликвидацию .....	58
Таблица 10.1 - Информация о сроках бурения проектных скважин КМ-17, КМ-18, КМ-19, КМ-20, КМД-1, КМД-2, КМД-, КМД-5 .....	64
Таблица 10.2 - Данные по испытанию объектов в эксплуатационной колонне.....	64
Таблица 10.3 - Ориентировочный расчет сжигания газа при испытании .....	65
Таблица 11. 1- Планируемые финансовые затраты на период проведения разведочных работ .....	66
Таблица 12.1 - Оценка ожидаемых ресурсов нефти и растворенного газа в районах бурения скважин КМД-1, КМД-2, КМД-4, КМД-5, КМ-17, КМ-18, КМ-19 и КМ-20 (юрском комплексе) .....	68
Таблица 13.1 - Основные технико-экономические показатели поисковых работ .....	69

## СПИСОК РИСУНКОВ

Рис. 2.1 – Обзорная карта района работ .....	14
Схема сейсмической изученности контрактных территорий ТОО «Бузачи Нефть» приведена на рис. 3.1 .....	17
Рис. 3.1 – Схема сейсмической изученности контрактных территорий ТОО «Бузачи Нефть» .....	17
Рис.4.2.1 - Схема тектоники палеозойского комплекса. Зона сочленения Прикаспийской впадины и Туранской плиты (по О.С. Туркову, 1998, 2007г) .....	30
Рис.4.2.2 – Структурная карта по отражающему горизонту D.....	31
Рис.4.2.3 – Структурная карта по отражающему горизонту T1 .....	32
Рис.4.2.4 – Структурная карта по отражающему горизонту V.....	33
Рис.4.2.5 – Структурная карта по отражающему горизонту IV .....	34
Рис.4.2.6– Структурная карта по отражающему горизонту III .....	34
Рис. 5.2.1 - Геолого-сейсмический разрез через пробуренные и проектные скважины КМ-20, КМ-19, KMD-5 и KMD-3 .....	38
Рис. 5.2.2- Глубинный сейсмический разрез по профилю Line_03_24 пробуренные и проектные скважины КМ-20, КМ-19, KMD-5 и KMD-3 .....	38
Рис. 5.2.3- Геолого-сейсмический разрез через проектные и пробуренные скважины КМ-17 и КМ-18, Е-8 и Е-4.....	39
Рис. 5.2.4- Глубинный сейсмический разрез по профилю 490а через проектные и пробуренные скважины КМ-17, КМ-18, Е-8 и Е-4.....	39
Рис. 5.2.5 - Геолого-сейсмический разрез через проектные скважины KMD-1, KMD-2 и KMD-4 .....	40
Рис. 5.2.6- Глубинный сейсмический разрез по профилю Line_02_24 через проектные скважины KMD-1, KMD-2 и KMD-4 .....	41

## СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Наименование приложения	Стр.
	<b>2</b>	<b>3</b>
1.	Государственная лицензия	73
2.	Геологический отвод с картограммой	78
3.	Протокол заседания НТС ТОО «КазНИГРИ»	80
4.	Протокол геолого-технического совещания сотрудников ТОО «Бузачи Нефть» и ТОО «КазНИГРИ»	82

## СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Название приложения	№ прил.	Кол-во листов	Масштаб
1	2	3	4	5
1	Сводный литолого-стратиграфический разрез по мезозойскому комплексу	1	1	1:5 000
2	Схема сейсмической и буровой изученности	2	1	1:50 000
3	Структура Каратурун Морской. Структурная карта по горизонту V (подошва юрских отложений)	3	1	1: 25 000
4	Структура Каратурун Морской. Структурная карта по горизонту IV (внутри юрских отложений)	4	1	1: 25 000
5	Структура Каратурун Морской. Структурная карта по горизонту III (подошва отложений неокома)	5	1	1: 25 000
6	Глубинный разрез по сейсмическому профилю Line_02_24. Геолого-сейсмический разрез через проектные скважины KMD-4, KMD-1, KMD-2	6	1	гор. 1:25 000 верт. 1:10 000
7	Глубинный разрез по сейсмическому профилю Line_03_24. Геолого-сейсмический разрез через проектные и пробуренные скважины KM-20, KM-19 KMD-5 и KMD-3	7	1	гор. 1:25 000 верт. 1:10 000
8	Глубинный разрез по сейсмическому профилю 490a. Геолого-сейсмический разрез через пробуренные и проектные скважины KM-17, KM-18, E-8, E-4	8	1	гор. 1:25 000 верт. 1:10 000
9	Геолого-технический наряд на строительство поисковых скважин глубиной 1200 (+/-250) м	9	1	1:5 000

**Всего 9 графических приложений на 9 листах**

## ВВЕДЕНИЕ

Настоящий «Проект разведочных работ по поиску углеводородов в юрских отложениях Северной части участка Каратурун Морской» согласно Контракту № 793 от 02.11.2001 г», выполнен по договору № ОИ-12513 от 29 декабря 2025 г. между ТОО Бузачи Нефть» и ТОО «КазНИГРИ» в соответствии с Геологическим заданием недропользователя, Кодексом РК «О недрах и недропользовании» (с дополнениями и изменениями от 10 июня 2025 г.) [1] и «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» [3].

Недропользователем является компания ТОО «Бузачи Нефть», которая проводит операции по недропользованию на контрактной территории – «Месторождение Каратурун Морской» в соответствии с Контрактом на разведку и добычу №793 от 02.11.2001 г. с дополнениями №1 (рег.1167 от 17.02.2005 г.), №2 (рег.№3805 УВС от 14.05.2012 г.), №3 (рег.№4486-УВСМЭ от 01.08.2017 г.), №6 (рег.№4881-УВС МЭ от 15.12.2020 г.).

Контрактная территория ТОО «Бузачи Нефть» в административном отношении расположена на территории Мангистауского района Мангистауской области Республики Казахстан.

Бурение на площади Каратурун было начато в конце 70-х годов в сухопутной части полуострова, где в результате проведенных работ была выявлена нефтегазоносность юрско-меловых отложений.

Геологический отвод для осуществления операций по недропользованию на участке Каратурун Морской расположен в пределах блоков XXXI-12-D (частично) E (частично).

В Каратурунскую группу поднятий входят 5 структур, где выявлены разные по запасам нефти и газа месторождения: Каратурун Морской, Каратурун Северо-Восточный, Каратурун Восточный, Каратурун Южный и Каратурун Западный, которые расположены как в сухопутной, так и затапливаемой морем частях контрактной территории.

На территории геологического отвода расположен горный отвод месторождения Каратурун Морской.

Дополнением №6 (рег.№4881-УВС-МЭ РК от 15.12.2020г) к Контракту №793 от 02.11.2001г. внесены изменения в части проведения операций по разведке на контрактной территории, определенной геологическим отводом, период разведки продлен с 15 декабря 2020 г на 6 лет.

С целью изучения перспектив нефтегазоносности юрских и палеозойских отложений в пределах остальной части контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть», в 2020 г. были выполнены проекты разведочных работ в пределах перспективных участков Каратурун Морской и Каратурун Западный (Протокол ЦКРР № 2/10 от 25.06.2020 г. и № 2/13 от 25.06.2020 г.). Целью проектируемых работ являлось изучение перспектив нефтегазоносности и обнаружение залежей УВ в палеозойских, триасовых и юрских отложениях в пределах контрактной территории.

В 2022 г. компанией ТОО «Сейсмические Геофизические Услуги» выполнен «Отчет о результатах переобработки и динамической интерпретации сейсмических данных 2Д и 3Д по контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть» [12]. Объем ОГТ 2Д составил 683,4 погонных километров и ОГТ 3Д – на площади 86,659 кв. км. В результате были получены структурные построения по целевым отражающим горизонтам и уточнено предоставление о геологическом строении рассматриваемой территории.

На основании комплексного анализа имеющихся геолого-геофизических материалов в пределах участка Каратурун Морской в палеозойской толще по отражающему горизонту П<sub>1</sub> («б») выявлено валообразное поднятие, перспективное в нефтегазоносном отношении.

Перспективная структура вытянута в северо-западном направлении, оконтурена изогипсой минус 2600 м. Поднятие осложнено двумя вершинами - северо-западной и юго-восточной. Последняя в плане по мезозойскому комплексу пород соответствует юрской залежи месторождения Каратурун Морской.

В каменноугольных отложениях прогнозировалось наличие пластово-массивной залежи. Коллекторами в палеозойской толще могут служить карбонатные породы доломитизированные и глинистые, в юрской – песчаники и алевролиты.

В 2024 году составлено «Дополнение №2 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каратурун Морской по Контракту №793 от 02.11.2001 г.», в котором предусматривалось на участке Западный углубление скважины КМ-2 с глубины 1750 м до 2800 м с целью поисков залежей в триасовых и палеозойских отложениях.

В 2024 году составлено «Дополнение №3 к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каратурун Морской согласно Контракту № 793 от 02.11.2001 г.», где было запроектировано бурение скважины Pz-1 с целью поисков залежей в нижнепермских (палеозойских) отложениях проектной глубиной 2800 м. Кровля доюрских отложений в скважине Pz-2 отмечена на глубине 2700 м. В проекте также предусмотрено бурение семи скважин (№ № КМ-10,11,12, 13, 14, 15, 16) проектными глубинами 1250 и 1520 м - на юге, западе и севере месторождения Каратурун Морской с целью поисков залежей нефти и газа в юрских и триасовых отложениях. По результатам каротажных исследований и станции ГТС этой скважины, в интервале 2700-2800 м отмечены пласты-коллекторы, представленные плотным слабопроницаемым песчаником с неясным характером насыщения.

В этом году также в северо-западной части контрактной территории компанией ТОО «Сейсмические Геофизические Услуги» отработаны три профиля с целью изучения юрско-меловой и палеозойской толщ.

В 2025 г. данной Компанией выполнен «Отчет о результатах переработки и динамической интерпретации сейсмических данных 2Д и 3Д по контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть». Объем полнократных временных разрезов ОГТ 2Д для интерпретации по площади Каратурун Морской, составил 21 км [13].

В результате выполненных работ получены структурные построения по целевым отражающим горизонтам, уточнены предположения о геологическом строении рассматриваемой территории, а также выделены новые объекты для поискового и разведочного бурения в юрских, триасовом и пермо-триасовом комплексах пород в пределах геологического отвода Каратурун Морской (участок Каратурун Северо-Западный). Полученные материалы послужили основой для составления настоящего проектного документа по поиску углеводородов.

В 2025 году также составлено «Дополнение № 4 к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каратурун Морской в соответствии с Контрактом № 793 от 02.11.2001 г.», которым предусматривалось бурение семи поисковых скважин на участке Каратурун Северо-Западный.

Из общего числа запроектированных скважин одна является независимой, шесть - зависимыми. Две скважины (KMD-6 и KMD-7) проектной глубиной 3700 м запроектированы с целью поиска залежей нефти и газа в пермотриасовых и верхнепалеозойских отложениях. Пять скважин (KMD-1, KMD-2, KMD-3, KMD-4, KMD-5) проектной глубиной 2850 м предусмотрены для поиска залежей нефти в пермотриасовых и верхнепалеозойских отложениях. Скважины KMD-5, KMD-6 и KMD-7 - для изучения нефтегазоносности подкарнизных частей надвиговых структур [11].

Настоящим Проектом предусматривается изменение проектной глубины скважин KMD-1, KMD-2, KMD-4, KMD-5 с 2850 м на 1200 м.

Основанием для корректировки проектных решений послужили результаты бурения скважины KMD-3 до глубины 2850 м. По данным интерпретации материалов ГИС в пермо-триасовых и верхнепалеозойских отложениях продуктивные коллекторы не выявлены, а выделенные пласты характеризуются уплотненностью и отсутствием явных признаков насыщения углеводородами.

В то же время в юрских отложениях на глубине 1247,2 м выделен пласт с повышенными коллекторскими свойствами (горизонт Ю-Х), представленный, предположительно, углистыми породами с возможным насыщением углеводородами. В настоящее время скважина КМД-3 находится в ожидании освоения по горизонту Ю-Х.

Учитывая полученные результаты и перспективность юрских отложений, принято решение об изменении проектной глубины для скважин КМД-1, КМД-2, КМД-4 и КМД-5 до глубины 1200 м с целью вскрытия горизонта Ю-Х и получения притока нефти.

Таким образом, настоящим «Проектом разведочных работ...» предусматривается бурение восьми поисковых скважин: одной независимой — КМ-17 и семи зависимых: КМ-18, КМ-19, КМ-20, КМД-1, КМД-2, КМД-4, КМД-5 проектной глубиной 1200 м каждая с целью поиска залежей нефти в юрских отложениях в сводовых и присводовых частях структур.

В Проекте предусмотрено выполнение необходимых геолого-геофизических исследовательских работ, предложены конструкции скважин и выполнен подсчет перспективных ресурсов.

Проект составлен в соответствии с «Методическими рекомендациями по составлению проектов разведочных работ углеводородов (изменения и дополнения к нему)», утвержденными приказом и.о. Министра энергетики Республики Казахстан № 329 от 24.08.2018г, г. Астана, 2018 г. [4].

## 2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Контрактная территория ТОО «Бузачи Нефть» в географическом отношении расположена в северо-восточной части полуострова Бузачи.

В административном отношении она находится на территории Мангистауского района Мангистауской области Республики Казахстан (рис.2.1).

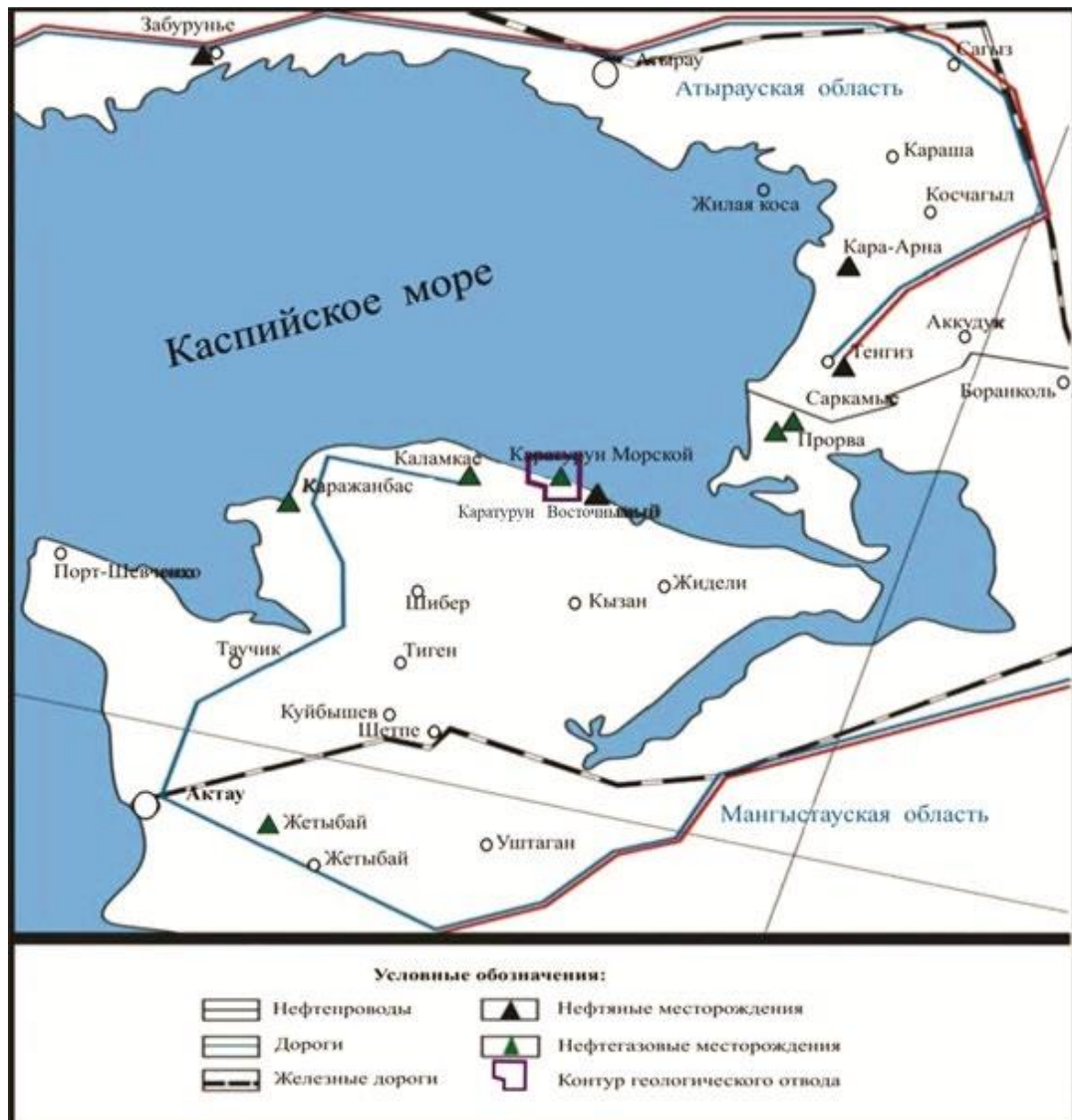


Рис. 2.1 – Обзорная карта района работ

Таблица 2.1 - Географо-экономические условия

№№ п.п.	Наименование	Географо-экономические условия.
1	2	3
1	Географическое положение района работ	Мангистауская обл., п-в Бузачи
2	Место проведения работ	277 км к с-в от г. Актау
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	Береговая полоса и транзитная зона Каспийского моря. Глубина моря - до 0,2-0,5м при нагоне воды (в районе восточной части дамбы месторождения Каламкас полуострова Бузачи).

4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Снабжение питьевой водой и для хоз. бытовых нужд с водораздаточного пункта мест-я Каламкас. Подвоз воды для бурения – волжская, ПСН 57,5 км.
5	Количество скважин для водоснабжения и их глубины (при отсутствии поверхностных водоисточников)	нет
6	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	Летом до + 45 °С, зимой до минус 30 °С.
7	Количество осадков	Годовое количество осадков 150-180 мм.
8	Преобладающее направление ветров и их сила	Юго-восточный и северо-восточный до сильного.
9	Толщина снежного покрова и его распределение	Зима малоснежная, с незначительным снежным покровом.
10	Геокриологические условия	нет
11	Продолжительность отопительного сезона	Октябрь-май, 8 месяцев.
12	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	По берегу полуострова Бузачи – полынь, осока. Сайгаки, зайцы, мелкие грызуны, ящерицы, черепахи. Куропатки, орлы. ястребы. На пролете (весна, осень) пернатая дичь.
13	Населенные пункты и расстояния до них	Пос. Акшимрау – 100 км, Тущыкудук – 109 км, район. центр Шетпе – 197 км.
14	Состав населения	Казахи
15	Ведущие отрасли народного хозяйства	Добыча, транспортировка нефти и сельское хозяйство.
16	Наличие материально-технических баз	В 7-8 км от площади работ
17	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	Нефтепровод Узень-Атырау-Самара проходит в 190 км к востоку от месторождения. В 40 км к западу проходит нефтепровод Каламкас-Актау.
18	Источники: -теплоснабжения, -электроснабжения	ДВС и электроснабжение от месторождения Каламкас (10-15 км).
19	Виды связи	Спутниковая связь.
20	Пути сообщения	Грунтовые и асфальтированные дороги Кызан-Шетпе-Актау, Каламкас-Таучик-Форт-Шевченко-Актау.
21	Условия перевозки вахт	Автотранспорт
22	Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	Аэродромы: пос. Шетпе, Форт Шевченко, г. Актау, г. Жанаозен. Ж/д станции пос. Шетпе, г. Актау. Морские порты - Баутино (пос. Форт Шевченко) и г. Актау в 280 км.
23	Наличие зимников, срок их действия	нет
24	Тип, протяженность, ширина подъездных дорог к площади от магистральных путей сообщения (при необходимости их сооружения)	Дамба шириной до 10 м протяженностью до 8 км и площадка под буровую скв. размером 90х60 м.
25	Речные пути и период навигации по ним	нет
26	Данные по другим полезным ископаемым района, а также по обеспеченности стройматериалами.	Карьер строительных материалов в 810 км от месторождения.

### 3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

#### 3.1 Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр

Контрактная территория ТОО «Бузачи Нефть» в предыдущие годы была охвачена различными методами геолого-геофизических исследований.

Систематические исследования территории полуострова Бузачи проводились с 1950-х годов и включали геологическую съемку, структурно-поисковое бурение и комплексные полевые геофизические исследования.

По данным МОВ было выявлено крупное высокоамплитудное антиклинальное поднятие Каламкас, а также ряд более мелких Каратурунских структур (Каратурун Морской, Каратурун Восточный, Каратурун Южный).

В 1977-1978 годах в пределах прибрежной и морской частях площади Каратурун Бузачинской комплексной партией 4/5-77-78 Илийской ГФЭ проводилась высокоточная гравиразведка, выявившая положительную аномалию Каратурун Морской. Указанные работы были проведены на антиклинальном перегибе, выделенном по V отражающему горизонту, зафиксированном ранее сейсмическими исследованиями, проведенными ГГФЭ.

В 1985-87 годы сейсмопартией треста ПГО «Казгеофизика» выполнены сейсморазведочные работы 12-ти кратного МОГТ непосредственно на исследуемой и прилегающих территориях. В результате были построены структурные карты по отражающим горизонтам в юрско-меловом комплексе отложений. По результатам исследований были выявлены и рекомендованы к глубокому бурению ряд поднятий, в том числе локальная структура Каратурун Морской, которая была доизучена в 1995 году сейсморазведкой 24-х кратного МОГТ ОАО «Казахстанкаспийшельф». При этом было отработано 4 сейсмических профиля с выходом в Каспийское море.

ТОО «Консалтинг Ойл Гео» в 2005-2006 г.г по договору с Недропользователем была проведена обработка и интерпретация каротажных материалов по скважинам протяженностью 2038 пог. м. ТОО «PGDServices» и ТОО «Геосайнс Технолоджи» провели обработку данных 2Д (150 пог. км). РГП «СГП» выполнены работы по комплексному анализу гравитационного, магнитного полей, рельефа местности и материалов по сейсморазведке, электроразведке и газогеохимии по контрактной территории, равной 6,163 кв. км.

В 2022 году по заказу ТОО «Бузачи Нефть» специалисты ТОО «Сейсмические геофизические услуги» вновь провели переобработку и комплексную структурно-динамическую интерпретацию сейсмических данных 2Д и 3Д по контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть» [12].

На первом этапе работ велась переобработка 2Д и 3Д сейсмических данных по стандартному графу во временной области и по графу глубинной миграции до суммирования с целью выявления скоростной модели среды, построения куба глубин по данным 3Д сейсморазведки и получения увязанных данных глубинных разрезов 2Д и 3Д, результаты которых в дальнейшем использовались для их комплексной совместной интерпретации.

Интерпретация подразделялась на два этапа – структурный и динамический. На этапе структурной интерпретации на основе материалов ГИС осуществлялась стратификация и корреляция опорных отражающих горизонтов, структурные построения выполнены по 8 отражающим горизонтам: **II** (кровля апта), **IIa** (подошва апта), **III** (подошва неокома), **IIIa** (подошва келловея), **IV** (условный горизонт в бат-байосе), **V** (подошва юры), **V<sub>2</sub>** (подошва верхнего триаса) и **В (Б)** (поверхность палеозойских отложений).

Общий объем интерпретации сейсморазведочных данных ОГТ 2Д составил 683,4 погонных километров и ОГТ 3Д - 86,659 кв. км.

В 2024 г ТОО «Сейсмические Геофизические Услуги» в северо-западной части контрактной территории отработаны 3 сейсмических профиля 2Д-МОГТ 21 км



Таблица 3.1.1 - Геолого-геофизическая изученность площади

№№ п.п.	Авторы отчета, организации, проводившие работы	Вид и масштаб работ	Основные результаты исследования
1	2	3	4
1	ГГФЭ, 1975 г	Сейсморазведочные работы	Изучение полуострова Бузачи
2	Илийская ГФЭ, с/п 4/5-77-78, 1977-1978 г.г.	Высокоточная гравиразведка	Выявлена положительная аномалия Каратурун Морской.
3	Восточно-Бузачинская сейсмопарття 9/84-86 ИГФЭ, 1983-1984 г.г.	Сейсморазведочные работы	Построены структурные карты по III, IV и V отражающим горизонтам по структуре Каратурун Морской.
4	ПГО «Казгеофизика», 1985-1987 г. г.	Сейсморазведочные работы 20-ти кратного МОГТ 2Д, отработано 29 сейсмических профилей	Построены структурные карты по отражающим горизонтам в юрско-меловом комплексе отложений.
5	ОАО Казхстанкаспийшельф», 1995 г.	Сейсморазведка 24-х кратного МОГТ, отработано 4 сейсмических профиля	Построены структурные карты по отражающим горизонтам в юрско-меловом комплексе отложений.
6	Коломиец В.П. ТОО «PGDServices» и ТОО «Геосайнс Технолоджи», 2005-2006 г.г.	О результатах переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных данных 2Д по месторождениям нефти и газа Восточный и Морской Каратурун в Мангыстауской области РК	В пределах площади Каратурун Морской впервые выявлено палеозойское поднятие. Наибольший интерес в нефтегазоносном отношении представлен среднеюрский комплекс пород.
7	ТОО «Сейсмические Геофизические услуги», 2018 г.	Переобработка и динамическая интерпретация сейсмических данных 2Д 1982 – 1995 г.г. в объеме 487,5 пог. км. Масштаб 1:50 000	Составлены структурные карты по 6 отражающим горизонтам: Па (подошва апта), III (подошва неокома), IV (условный горизонт в бат-байоссе), V (подошва юры), РТ (пермотриас), П <sub>1</sub> (пермокарбон) и 3-м продуктивным горизонтам: J-III, J-IV, J-V.
8	ТОО «Сейсмические Геофизические услуги», 2022 г.	Переобработка и комплексная структурно-динамическая интерпретация сейсмических данных 2Д и 3Д по контрактным территориям ТОО «Бузачи Нефть» в объеме 683,4 пог. км. Масштаб 1:50 000	Составлены структурные карты по 8 отражающим горизонтам: II (кровля апта), Па (подошва апта), III (подошва неокома), IIIa (подошва келловая), IV (условный горизонт в бат-байоссе), V (подошва юры), V <sub>2</sub> (подошва верхнего триаса) и B (Б) (поверхность палеозойских отложений).
9	ТОО «Сейсмические Геофизические услуги», 2025 г.	Общий объем сейсмической съемки 2Д – 3 профиля (42 пог. км). Масштаб 1:25 000	Составлены структурные карты по отражающим горизонтам (ОГ): Па – подошва аптских отложений; III – подошва неокома; IV - граница внутри юрских отложений; V - подошва юрских отложений; T1 - отражающий горизонт внутри триасовых отложений; D - отражающий горизонт внутри пермо-триасовых отложений.

### **Изученность территории глубоким бурением**

В 2013 году составлена «Технологическая схема разработки месторождения Каратурун Морской», где в рамках мероприятий по доразведке месторождения предусматривалось бурение 2 независимых поисковых скважин (КМ-1, КМ-2) с целью выявления в разрезе продуктивных пластов, изучения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов.

В феврале 2019 году в пределах структуры Каратурун Западный была пробурена разведочная скважина КМ-2 глубиной 1750 м, в которой по комплексу ГИС в юрских отложениях выделены продуктивные пласты-коллекторы.

В 2021 году Недропользователем на основании «Проекта разведочных работ...» (2019,2020 гг.) на структуре Каратурун Западный пробурены шесть поисково-разведочных скважин (КЗ-1, КЗ-2, КЗ-3, КЗ-4, КЗ-5, КЗ-6).

**Поисковая скважина КЗ-1** закончена бурением в 25.04.2021 г. с фактическим забоем 900 м. Скважиной пройдены отложения мелового и юрского возраста. В процессе бурения юрских отложений признаков нефти не обнаружено. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

**Поисковая скважина КЗ-2** закончена бурением в 10.04.2021 г. с фактическим забоем 1100 м. Скважиной пройдены отложения мелового и вскрыты породы юрского возраста. Признаки нефти обнаружены при бурении юрских отложений. По результатам комплекса ГИС в юрских отложениях выделен нефтенасыщенный пласт. При испытании интервала 855,4-856,6 м (Ю-I продуктивный горизонт) был получен незначительный приток воды с пленкой нефти. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

**Поисковая скважина КЗ-3** закончена бурением 26.08.2021 г. с фактическим забоем 1200 м. Скважиной пройдены отложения мелового и вскрыты породы юрского возраста. Признаки нефти обнаружены при бурении юрских отложений. По результатам комплекса ГИС выделен нефтенасыщенный пласт. При испытании интервала 847,5-853,7 м (Ю-I продуктивный горизонт) был получен приток нефти с водой. Скважина находится в консервации.

**Поисковая скважина КЗ-4** закончена бурением 09.02.2021 г. с фактическим забоем 1185 м. При бурении юрских отложений отмечены признаки нефти. По результатам комплекса ГИС выделены нефтенасыщенные пласты в интервалах: 850,3,4-855,4; 855,4-856,5 м (Ю-I продуктивный горизонт). При испытании интервала 850,3-854,3 м был получен приток нефти. Скважина находится в консервации.

**Поисковая скважина КЗ-5** закончена бурением 28.06.2021 г. с фактическим забоем 1200 м. В процессе бурения юрских отложений отмечены признаки нефти. По результатам комплекса ГИС выделены нефтенасыщенные пласты в интервалах: 857-859; 859-860 м (Ю-I продуктивный горизонт), 986,1-988,5 м (Ю-VII продуктивный горизонт). При их испытании получены слабые притоки нефти с водой. Скважина ликвидирована геологическим причинам.

**Поисковая скважина КЗ-6** закончена бурением 19.10.2021 г. с фактическим забоем 900 м. По результатам комплекса ГИС выделены нефтенасыщенные пласты в интервалах: 854,5-858,5, 859,1-863,4 м (Ю-I продуктивный горизонт). При их испытании был получен приток нефти с водой. Скважина находится в консервации.

Недропользователем на основании «Дополнения к Проекту разведочных работ...» (2022 г.), на структуре Каратурун Западный в 2023 году пробурены поисковые скважины КЗ-1-bis, КЗ-5-bis, в разрезе которых по данным ГИС выделены нефтенасыщенные пласты-коллектора (Ю-I горизонт). Скважины находятся в ожидании исследовательских работ.

На участке Каратурун Морской в 2021 и 2023 годы, согласно «Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каратурун Морской» (2020 г) пробурены поисковые скважины КМ-3, КМ-4, КМ-5 и КМ-6.

**Поисковая скважина КМ-3** закончена бурением 03.02.2021 г. с фактическим забоем 1500 м в отложениях юрского возраста. При бурении признаков нефти не обнаружено. По результатам комплекса ГИС пласты-коллектора оказались водонасыщенными. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

**Поисковая скважина КМ-4** закончена бурением 01.01.2021 г. с фактическим забоем 1455 м в отложениях юрского возраста. При бурении юрских отложений наблюдались признаки нефти. По результатам комплекса ГИС в юрских отложениях в интервале 1142-1145,2 м выделен слабонефтенасыщенный пласт (Ю-IX продуктивный горизонт), при испытании которого приток не получен. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

**Поисковые скважины КМ-5 и КМ-6** пробурены в 2023 году с фактическими забоями 1500 м и 1300 м, соответственно, в отложениях юрского возраста. В процессе бурения скважин признаков нефти не обнаружено. По результатам комплекса ГИС разрезы скважин оказались водонасыщенными. Скважины ликвидированы по геологическим причинам.

**Поисковая скважина КМ-2** пробурена в 2019 году на участке «Западный» глубиной 1750 м, вскрывшая среднеюрский горизонт Ю-I в интервале 854,5-860,1 м. Ниже по разрезу в юрской толще наблюдались признаки нефти и нефти с водой. В связи с тем, что на соседних месторождениях Каламкас и Каратурун Морской по результатам опробования скважин установлена продуктивность нижних частей среднеюрских отложений, а на месторождении Северный Каражанбас из триасовых получены притоки нефти, Недропользователем было принято решение «Дополнением №2 к Проекту...» углубить скважину КМ-2 с глубины 1750 м до 2800 м с целью поиска продуктивных горизонтов в триасовой и палеозойской толщах.

В 2024 году скважина была углублена до глубины 2800м, по результатам комплекса ГИС разрез в интервале 1750-2800м оказался водонасыщенным.

Недропользователем на основании «Проекта разведочных работ...» (2020 г) на структуре Каратурун Западный в 2023 году пробурена поисковая скважина PZ-2.

**Поисковая скважина PZ-2** начата бурением 03.06.2022 г и завершена 02.07.2023 г. с фактическим забоем 4360 м в отложениях палеозоя. По результатам обработки данных ГИС рекомендованы интервалы на характер насыщения. Скважина в ожидании освоения.

На основании «Дополнения №3 к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Каратурун Морской...» (2025 г) в 2025г. пробурена скважина КМ-10.

**Поисковая скважина КМ-10** начата бурением – 02.01.2025 г. и завершена – 10.02.2025 г. с фактическим забоем 1250 м в отложениях юрского возраста. В процессе бурения скважин признаков нефти не обнаружено. По результатам комплекса ГИС разрезы скважин оказались водонасыщенными. Скважина введена в консервацию.

**Поисковая скважина КМ-11** начата бурением – 25.07.2025 г. и завершена – 19.08.2025 г. с фактическим забоем 1200 м в отложениях юрского возраста. В процессе бурения скважин признаков нефти не обнаружено. По результатам комплекса ГИС разрезы скважин оказались водонасыщенными. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

**Поисковая скважина КМ-16** начата бурением – 15.09.2025 г. и завершена – 17.10.2025 г. с фактическим забоем 1300 м в отложениях юрского возраста. По результатам комплекса ГИС выделен нефтенасыщенный пласт в интервале юрских отложениях: 1065,1-1069,5 м, представленный песчаниками возможно с присутствием углифицированных разностей (Ю-V продуктивный горизонт) и слабонефтенасыщенный пласт в интервале 1250,3-1251,7м (Ю-IX продуктивный горизонт). Скважина в ожидании освоения.

В таблице 3.1.2 представлена изученность бурением контрактного участка Каратурун Морской.

Таблица 3.1.2 - Изученность контрактного участка Каратурун Морской

№.№ п/п	№ скв.	Категор ия скважи ны	Фактическая глубина (м)	Конструкция скважин	Дата бурения (начало конец)	Результаты бурения, опробования, испытания, состояние скважины (ликвидирована, консервация)
			Фактический горизонт (м)		6	
1	2	3	4	5	6	7
1.	2	поиск.	<u>1883</u> РТ	Кондуктор II" $\frac{3}{4}$ -187,96; Тех. колонна 8 5/8х-1365,3; Экс. колонна - не спущена	<u>08.09.77</u> <u>27.02.78</u>	При бурении признаков нефти не обнаружено. По результатам комплекса ГИС в разрезе скважины продуктивные горизонты отсутствуют. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.
2.	6	поиск.	<u>1490</u> Т	Кондуктор 219х287,7; Тех. и экс. колонны не спущены	<u>26.11.79</u> <u>11.01.80</u>	В образцах керна и в пробах, отобранных на каротажным кабеле, признаков нефти не отмечено. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.
3.	КМ-2	развед.	<u>1750-2800</u> J-T	Направление 324 мм х 54,26 м; Кондуктор 245 мм х 454,14 м; Экс. колонна 168 мм х 1748,67 м	<u>18.01.2019</u> <u>11.02.2019</u>	По комплексу ГИС в юрских отложениях выделены продуктивные пласты-коллекторы. Скважина была углублена до глубины 2800м, по результатам комплекса ГИС разрез скважины в интервале 1750-2800м оказался водонасыщенным.
4.	КМ-3	поиск.	<u>1500</u> J	Направление 324 мм х 43,31 м; Кондуктор 245 мм х 451,24 м; Экс. колонна 168 мм х 1413,47м	<u>19.12.2020</u> <u>03.02.2021</u>	При бурении признаков нефти не обнаружено. По результатам комплекса ГИС разрез скважины оказался водонасыщенным. Скважина ликвидирована.
5.	КМ-4	поиск.	<u>1455</u> J	Направление 324 мм х 46,6 м; Кондуктор 245 мм х 447,12 м; Экс. колонна 168 мм х 1260,9м	<u>25.12.2020</u> <u>01.02.2021</u>	Признаки нефти обнаружены при бурении юрских отложений. По результатам комплекса ГИС выделен слабонефтенасыщенный пласт в интервале юрских отложениях: 1142-1145,2 м (Ю-IX продуктивный горизонт). При испытании данного интервала приток не получен. Скважина ликвидирована.
6.	КМ-5	поиск.	<u>1500</u> J	Направление 324мм х 45,2 м Тех. колонна 244,5мм х 430 м Экс. колонна – не спускалась	<u>04.01.2023</u> <u>25.02.2023</u>	При бурении признаков нефти не обнаружено. По результатам комплекса ГИС разрез скважины оказался водонасыщенным. Скважина ликвидирована.
7.	КМ-6	поиск.	<u>1300</u> J	Направление 324мм х 47,07 м Тех. колонна 244,5мм х 449,65 м Экс. колонна – не спускалась	<u>18.09.2023</u> <u>03.11.2023</u>	При бурении признаков нефти не обнаружено. По результатам комплекса ГИС разрез скважины оказался водонасыщенным. Скважина ликвидирована.
8.	PZ-2	поиск.	<u>4360</u> PZ	Направление 426мм х 47,09 м Кондуктор 323,9 мм х 800,8 м Тех. колонна 244,5мм х 2702 м	<u>03.06.2022</u> <u>02.07.2023</u>	По результатам обработки данных ГИС рекомендованы интервалы на характер насыщения. Скважина в ожидании освоения по горизонту Ю-I.

				Экс. колонна 168,3 мм x 2803,32 м		
9.	КМ-10	поиск.	<u>1250</u> J	Кондуктор 323,9 мм x 46,3 м Тех. колонна 244,5мм x 451,03 м Экс. колонна 168,3 мм x 1070,4 м	<u>02.01.2025</u> <u>10.02.2025</u>	При бурении признаков нефти не обнаружено. По результатам комплекса ГИС разрез скважины оказался водонасыщенным. Скважина введена в консервацию.
10.	КМ-11	поиск.	<u>1200</u> J	Кондуктор 323,9 мм x 47,72 м Тех. колонна 244,5мм x 445,95 м Экс. колонна – не спускалась	<u>25.07.2025</u> <u>19.08.2025</u>	При бурении признаков нефти не обнаружено. По результатам комплекса ГИС разрез скважины оказался водонасыщенным. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.
11.	КМ-16	поиск.	<u>1300</u> J	Кондуктор 323,9 мм x 48,7 м Тех. колонна 244,5мм x 448 м Экс. колонна 168,3мм x 1290,3	<u>15.09.2025</u> <u>17.10.2025</u>	Признаки нефти обнаружены при бурении юрских отложений. По результатам комплекса ГИС выделен нефтенасыщенный пласт в интервале юрских отложениях: 1065,1-1069,5 м, представленный песчаниками возможно с присутствием углифицированных разностей (Ю-V продуктивный горизонт) и слабонефтенасыщенный пласт в интервале 1250,3-1251,7м (Ю-IX продуктивный горизонт). Скважина в ожидании освоения.
12.	PZ-1	поиск.	<u>3050</u> P	Направление 426мм x 51,79 м Кондуктор 323,9 мм x 450,75 м Тех. колонна 244,5мм x 1601,30 м Экс. колонна – не спускалась	<u>29.05.2025</u> <u>18.08.2025</u>	При бурении признаков нефти не обнаружено. По результатам комплекса ГИС разрез скважины оказался водонасыщенным. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.
13.	KMD-3	поиск.	<u>2850</u> PT	Кондуктор 323,9 мм x 46,3 м Тех. колонна 244,5мм x 451,03 м Экс. колонна 168,3 мм x 2850 м	<u>24.11.2025</u> <u>07.01.2026</u>	По результатам интерпретации материалов ГИС продуктивных коллекторов не выделено. На глубине 1247,2 м выделяется пласт с высокой пористостью, предположительно углистые пласты с возможным насыщением УВ (горизонт Ю-X). Выделенные пласты в пермо-триасовых отложениях уплотнены и не имеют явных признаков насыщения УВ. Скважина в ожидании освоения по горизонту Ю-X.

### 3.2 Анализ результатов ранее проведенных промысловых геолого-геофизических исследований

При бурении поисковых и разведочных скважин на контрактном участке Каратурун Морской в конце 80-х и начале 90-х годов вскрытие разреза производилось на глинистом растворе плотностью 1,18-1,22 г/см<sup>3</sup>, водоотдачей до 8 см<sup>3</sup>/30 мин, на этом же растворе выполнялись каротажные работы. Каротаж проводился в скважинах с типовой конструкцией: кондуктор  $d$  дол 219 мм с перекрытием верхнего мела (0-300 м), бурение скважины под эксплуатационную колонну  $d$  дол 146 (1140 м) мм.

Запись каротажного материала в разведочных скважинах проводилась аналоговыми регистраторами (с середины 80-х годов - цифровыми регистраторами) с использованием приборов разных типов. При производстве ГИС в разные годы применялись различные типы геофизической аппаратуры, обеспечившие выполнение требуемого комплекса ГИС.

Все промыслово-геофизические исследования проводилась серийной скважинной аппаратурой и станциями АКС-А-7, ЛЦК-10.

Во всех скважинах проводился обязательный комплекс геофизических исследований. В масштабе глубин 1:500 выполнены стандартные исследования по всему стволу скважин: стандартный каротаж (ПС), боковой каротаж (БК), гамма-каротаж (ГК), кавернометрия, нейтронный гаммакаротаж (НГК).

Детальные исследования в интервалах продуктивных и перспективных отложений в масштабе глубин 1:200 проведены следующими методами: боковое каротажное зондирование (БКЗ), ПС, микробоковой каротаж (МБК), боковой каротаж (БК), многозондовый индукционный каротаж (ИК), микрозондирование (МКЗ), радиоактивный каротаж (ГК), кавернометрия (ДС), акустический каротаж (АК).

Контроль качества цементирования эксплуатационной колонны осуществлялся акустическим методом (АКЦ). Искривление скважины контролировалось инклинометрами типа КИТ с записью отсчётов на точках через 10 м.

### 3.3 Геофизические и геохимические исследования

В качестве примера приведено описание методов ГИС, применявшихся на контрактной территории.

В разведочной скважине КМ-2 геофизические промысловые исследования выполнены ТОО «CNLC» с использованием цифрового регистратора «LEAP600C» с последующей обработкой материалов в программных комплексах СМА и CIFLog-GeoMatrix (2019 г.). Информация о выполненных геофизических исследованиях в скважине КМ-2 приведена в таблице 3.3.

В скважине КМ-2 проведён обязательный комплекс геофизических исследований. В масштабах глубин 1:200 и 1:500 по всему стволу скважины выполнены стандартные исследования, включающие стандартный каротаж (N0.5M2A, ПС), гамма-каротаж (ГК), кавернометрию (КВ), термометрию (ТМ), инклинометрию, резистивиметрию (РМ), компенсированный нейтронный каротаж (КНК), а также профилометрию (SC1, SC2).

Детальные геофизические исследования в интервалах продуктивных и перспективных отложений выполнены в масштабе глубин 1:200 и включали микробоковой каротаж (МБК), спектральный гамма-каротаж (СГК), плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П), акустический каротаж (АК), термометрию (ТМ), а также двойной индукционный каротаж (ИК: ILD, ILM).

В скважинах, пробуренных в 2021 году, геофизические исследования выполнялись ТОО «Геофизическая компания «Каспий» с применением цифрового регистратора «КарСар-500» и последующей обработкой данных в программном комплексе «Прайм».

В скважинах также был выполнен обязательный комплекс геофизических исследований. В масштабах глубин 1:200 и 1:500 по всему стволу скважин проведены стандартные исследования, включающие стандартный каротаж (КС, ПС), гамма-каротаж (ГК), кавернометрию (КВ), термометрию (ТМ), инклинометрию, резистивиметрию (РМ), нейтронный каротаж (ННК) и профилометрию.

**Таблица 3.3 - Выполненные методы ГИС в скважине КМ-2**

№	Методы	Масштаб	Интервал, м	Тип и номер прибора
1	ГК	1: 200; 1: 500	454.14-1732.5	TGR-IB/0645
2	СГК	1: 200; 1: 500	454.14-1732.5	SGS-IB/0602
3	ПС	1: 200; 1: 500	454.14-1727.0	SYXJ/201107
4	Инклинометрия	1: 200; 1: 500	454.14-1744.0	BDS-IB/0639
5	Кавернометрия (КВ)	1: 200; 1: 500	454.14-1742.0	HAS-IB/0613
6	ГГК-п	1: 200; 1: 500	454.14-1742.0	
7	МБК	1: 200; 1: 500	454.14-1741.0	
8	Термометрия (ТМ)	1: 200; 1: 500	454.14-1731.5	TTR-IB/1010
9	Резистивиметрия (РМ)	1: 200; 1: 500	454.14-1731.5	
10	Двойной-ИК (ILD, ILM)	1: 200; 1: 500	454.14-1750.0	DIS-IB/200211
11	Акустический каротаж (АК)	1: 200; 1: 500	454.14-1748.2	HRAS-IB/0609
12	КНК	1: 200; 1: 500	454.14-1735.7	CNS-IB/0303
13	Профилометрия (SC1, SC2)	1: 200; 1: 500	454.14-1750.0	D4C-IB/0917

Детальные геофизические исследования в интервалах продуктивных и перспективных отложений выполнены в масштабе глубин 1:200 и включали следующие методы: боковой каротаж (БК), микробоковой каротаж (МБК), микрозондирование (МКЗ), спектральный гамма-каротаж (СГК), плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П), акустический каротаж (АК), термометрию (ТМ) и индукционный каротаж (ИК).

### 3.4 Лабораторные исследования

Представления о физико-литологической характеристике разреза свойствах и пластовых флюидов рассматриваемой структуры основаны в основном на материалах месторождений Каратурун Морской, Каратурун Южный и Каратурун Восточный (ПЗ-1989) [10]. В таблице 3.4.1 приведены виды и объёмы выполненных лабораторных исследований на вышеперечисленных участках.

Дополнительно в рамках реализации «Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на структуре Каратурун Западный» в скважинах КЗ-3 и КЗ-4 был отобран керн, лабораторные исследования которого выполнены АО «НИПИнефтегаз».

Всего на структуре Каратурун Западный с отбором керна пройдено 36 м, вынос керна - 33,15 м или 92,1 % от проходки с отбором керна. Всего по разрезу было отобрано и проанализировано 32 образца керна, из них 20 образцов - из скв. КЗ-3, 12 образцов – из скв. КЗ-4.

По скважине КЗ-3 комплекс лабораторного исследования керна и количество определений приведены в таблице 3.4.2.

По скважине КЗ-4 комплекс лабораторного исследования керна и количество определений приведены в таблице 3.4.3.

**Таблица 3.4.1 - Виды и объёмы лабораторных исследований, выполненных на участках Каратурун Морской, Каратурун Южный и Каратурун Восточный**

№ п/п	Наименование исследования, анализа	Единица измерения	Количество образцов, проб	Организация, выполнившая анализы
I	<i>Лабораторные анализы керна</i>			
1	Описание керна	м	195,86	ЦЛ ПГО «Гурьевнефтегазгеология»
2	Пористость	обр.	141	
3	Проницаемость	обр.	141	
4	Фракционный состав	обр.	141	
5	Карбонатность	обр.	141	
6	Плотность объёмная	обр.	141	
7	Плотность минералогическая	обр.	141	
8	Остаточная водонасыщенность	обр.	141	
II	<i>Анализы флюидов</i>			
1	Свойства нефти поверхностные	проба	13	ГрозНИИ, КазНИГРИ, ИХН и ПС АН КазССР, ЦЛ ПГО «Гурьевнефтегазгеология», АО «НИПИнефтегаз»
2	Свойства нефти пластовые	проба	3	
3	Свойства свободного газа	проба	1	
4	Свойства растворённого газа	проба	-	
5	Пластовая вода	проба	5	

**Таблица 3.4.2 – Комплекс лабораторного исследования и количество определений по скважине КЗ-3**

Вид исследований	Общее количество
Получение керна, осмотр ящиков или труб, сравнение с данными сопроводительной документа, составление акта, м	18
Распаковка керна, м	18
Очистка поверхности керна от бурового раствора, м	18
Раскладывание, маркировка и ориентация керна, м	18
Упаковка керна после исследования в ящики Заказчика, м	18
Распиливание керна вдоль на 1/3 и 2/3 с применением охлаждающего агента (вода, МПВ), м	18
Выбуривание и торцевание образцов керна применением охлаждающего агента, образец	20
Упаковка цилиндрического образца из слабосцементированного керна в тefлоновую трубку, образец	20
Экстрагирование от углеводородов и солей, образец	20
Сушка образцов до постоянного веса, образец	20
Общий гамма-каротаж керна- сканирование общее и спектральное, м	9
Фотографирование керна в белом и ультрафиолетовом свете, м	18
Отбор проб на определения гранулометрического состава и карбонатности, маркировка	20
Водо-нефтенасыщенность по Дину-Старку, образец	4
Пористость по гелию, образец	20

Минералогическая плотность, образец	20
Объемная плотность, образец	20
Проницаемость для газа при Робж=2,76 МПа, образец	20
Проницаемость по Клинкенбергу, образец	20
Краткое литологическое описание образца терригенных пород	20
Гранулометрический состав породы, проба	20
Карбонатность, образец	20
Насыщение образца моделью пластовой воды, пористость методом насыщения жидкостью	4
Электрическое сопротивление пород при 100%-ной водонасыщенности ("m" и "a") в условиях окружающей среды, образец	4
Кривые капиллярного давления и остаточная водонасыщенность методом центрифугирования	4
Детальное макроскопическое описание породы, м	18
Изготовление петрографических шлифов, с/без покровного стекла	2
Петрографическое описание породы с микрофотографиями шлифа. Терригенные породы*	2
Насыщение образца моделью пластовой воды, пористость методом насыщения жидкостью	1
Подготовка флюидов к фильтрационным исследованиям: Определение вязкости, плотности флюидов, определение минерализации пластовой воды, фильтрация нефти, воды, доведение флюида до заданной вязкости в пластовых условиях	1
Определение вытеснения нефти различными агентами	1
Обоснование основных параметров процесса, обобщение результатов, составление отчета НИР по результатам исследования керна с фотографиями керна и шлифов, графиками зависимости, гистограммами	1

Таблица 3.4.3 –Комплекс лабораторного исследования и количество определений по скважине КЗ-4

Вид исследований	Общее количество
Фотографирование среза керна в белом и ультрафиолетовом свете, м	15,15
Общий гамма-каротаж керна - сканирование общее и спектральное, м	15,15
Водо-нефтенасыщенность по Дину-Старку, образец	1
Пористость по гелию, образец	12
Минералогическая плотность, образец	12
Объемная плотность, образец	12
Проницаемость для газа при Робж=2,76 МПа, образец	12
Проницаемость по Клинкенбергу, образец	12
Гранулометрический состав породы, образец	12
Карбонатность, образец	12
Проницаемость при повышенном давлении (при Робж=10 МПа)	6
Насыщение образца пластовой водой/моделью пластовой воды, пористость методом насыщения жидкостью	1
Электрическое сопротивление пород при 100%-ной водонасыщенности ("m" и "a") в условиях окружающей среды, образец	1
Электрическое сопротивление пород при переменной насыщенности центрифугированием ("n") при различных значениях капиллярного давления, кривые капиллярного давления и остаточная водонасыщенность, образец	1
Детальное макроскопическое описание породы, м	15
Литологическое описание образцов пород, образец	12

## 4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛОЩАДИ

### 4.1 Проектный литолого-стратиграфический разрез

Участок Каратурун Морской расположен на границе двух крупных тектонических элементов - Прикаспийской впадины и Бузачинского поднятия.

В связи с тем, что палеозойский разрез в пределах участка представлен, преимущественно, карбонатными отложениями, описание разреза в настоящем проекте выполнено по аналогии с разрезами, изученными в юго-восточной части Прикаспийской впадины с учетом результатов бурения параметрических и глубоких скважин на Бузашинском поднятии, а также данных по шламу скважины PZ-2, пробуренной на участке Каратурун Западный.

#### Девонская система (D)

Наиболее древние породы, вскрытые глубокими скважинами на юге Прикаспийской впадины, имеют среднедевонский возраст. В этот геологический период на большей части территории преобладали морские условия седиментации.

На Бозашинском поднятии верхнедевонские отложения выявлены в скв. Арман П-1 в интервале 5100-5432 м. Сложены они переслаивающимися серыми алевролитами с темно-серыми аргиллитами, светло-серыми известняком (мадстоуном), известняком (грейнстоуном), основу которых составляют скелетные остатки криноидей, брахиопод, кораллов. Вскрытая толщина девонских отложений – 332 м.

#### Каменноугольная система (С)

В рассматриваемом районе палеозойские каменноугольные отложения в объеме всех трех отделов вскрыты в скважине П-1 Каратурун Восточный, геологический возраст установлен на основе биостратиграфических исследований керна. В интервале глубин 4517-5200 м породы представлены карбонатно-глинистыми разностями нижнего карбона, чередованием песчаников коричневато-серых, серых, средне-мелкозернистых, аргиллитов темно-серых, окремненных, слоистых, обогащенных пиритом, с редкими, прослойками известняков (мадстоунов) с редкими раковинами гастропод, остракод и кальцисфер, со стилолитами, выполненными глинисто-органическим веществом, слоистых, трещиноватых.

По данным А. П. Пронина (2024 г.), изучившего шлам скважины PZ-2, пробуренной на участке Каратурун Западный, доюрские отложения представлены пятью толщами (снизу вверх): песчаниково-аргиллитовой (4182–4365 м, забой), аргиллитовой с прослоями кремнистых пород (3957–4182 м), известняково-аргиллитовой (3270–3957 м), известняково-песчаниково-аргиллитовой (3169–3270 м) и песчаниково-аргиллитовой (2987-3169 м) [10].

По остаткам фораминифер и известковистых водорослей рода *Fasciellasp* в шламе из интервалов 3480–3482 и 3715–3720 м установлен геологический возраст соответствующей толщи – нижний карбон (серпуховский-визейский ярусы).

Таким образом, возраст пород в интервале 3480–4365 м по данным изучения остатков фораминифер и остракод определяется как нижнекаменноугольный.

Породы-коллекторы в изученном шламе не выявлены. Для исследованных образцов мелко- и среднезернистых песчаников отсутствие коллекторских свойств связано, преимущественно, с широким развитием карбонатного цемента и, в меньшей степени, битумного цемента.

#### Пермская система (Р)

Нижнепермские отложения в разрезе скважины Pz-2, вероятно, артинско-ассельского возраста, выявлены по литологическому описанию шлама в интервале глубин 2700-3480 м вскрытой толщиной 780 м. Породы шлама представлены аргиллитами темно-серыми, плотными, с включениями углей, алевролитами коричневато-бурыми, темно-серыми, тонкозернистыми, средне- крепкими и крепкими, плотными, песчаниками серыми,

светло-серыми, мелкозернистыми, мелкоокатанными, рассыпчатыми. Наблюдается переслаивание, преимущественно, аргиллитовых толщ и песчано-алевролитовых слабокарбонатных с редким включением известняков.

**Верхний отдел.** На Бузачинском поднятии красноцветные отложения верхней перми и нижнего триаса вскрыты многими параметрическими и глубокими скважинами. Разделить эти отложения сложно из-за их одинакового литологического состава и зачастую эта толща описывается как «пермотриасовая». Только в результате тщательного и детального изучения этих отложений некоторым исследователям удалось расчленить толщу на отделы.

Верхнепермские отложения на месторождениях Каражанбас и Каламкас представлены каражанбасской свитой, которая представлена сильно уплотненными аргиллитами и алевролитами с прослоями песчаников, окрашенных в серые, темно-серые и коричневые цвета, в отдельных скважинах с гнездами ангидритов. Породы полимиктовые, сложены на 70-90% терригенными частицами, хорошо отсортированы. Обломочный материал песчаников и алевролитов - очень разнообразный. Содержание полевых шпатов превышает количество кварца. Среди обломков пород преобладают известняки, метаморфические сланцы (кварц-хлорит-мусковитовые и кремнисто-серицитовые); присутствуют обломки кремнистых и глинисто-кремнистых пород, относительно свежих эффузивов, кварцитов. Сильная уплотненность пород, слагающих каражанбасскую свиту, четко фиксируется геофизическими параметрами. Пластовые скорости на глубинах, отвечающих рассматриваемой свите, достигают 5900 м/с в скважине Каламкас П-1, 6400 м/с - в скважине Каражанбас Г-2, 6800 м/с - в скважине Северные Бузачи П-1.

В разрезе скважины PZ-2 верхнепермские отложения условно выделены по совокупности литологических признаков в интервале 2360-2700 м. Они представлены, преимущественно, глинами (около 70 %) красно-коричневого, бурого, серого и темно-серого цветов, алевритистыми, мягкими, пластичными. Алевролиты (около 30 %) серые и темно-серые, тонкозернистые, однородные, преимущественно, разрушенные до свободных зёрен, на глинисто-карбонатном цементе, среднеплотные, средней крепости.

**Нижнетриасовые отложения (Т<sub>1</sub>)** на Бузачинском поднятии представлены северо-бузачинской и бузачинской свитами. Породы характеризуются переслаиванием песчаников, алевролитов, туфоалевролитов и смешанных песчано-алевролитоглинистых разностей. Песчаники мелко- и среднезернистые, красноватых и коричневатых оттенков, полимиктового состава. Алевролиты по составу близки к песчаникам, крупно- и мелкозернистые, преимущественно, косослоистые, реже тонкослоистые, с прослоями аргиллитов. Туфоалевролиты по составу терригенной составляющей также близки к песчаникам.

В разрезе скважины PZ-2 нижнетриасовые отложения залегают в интервале 1370–2360 м. Аргиллиты (около 60 %) красно-коричневые, слоистые и массивные, плотные, слабокарбонатные, крепкие. Песчаники (около 40 %) темно-коричневые, средне- и крупнозернистые, реже мелкозернистые, преимущественно, разрушенные до свободных зёрен, с карбонатным цементом порово-контактного типа, угловатые, реже полуокатанные, плохо отсортированные.

### **Юрская система (J).**

#### **Нижний отдел (J<sub>1</sub>).**

Отложения нижней юры литологически представлены алевролитами мелкозернистыми с включениями углефицированных растительных остатков. В составе органических остатков миоспоры, пресноводные водоросли, кутикулы. Толщина отложений - до 42 м.

#### **Средний отдел (J<sub>2</sub>).**

Отложения юрской системы залегают с размывом и стратиграфическим несогласием на триасовых породах. В основании разреза залегает песчаная пачка.

**Ааленский ярус ( $J_2a$ ).** Отложения ааленского яруса представлены неравномерным переслаиванием песчаников алевролитов и редкими прослоями глин.

Песчаники серые, светло-серые с зеленоватым оттенком, мелкозернистые кварцево-полевошпатовые на глинисто-карбонатном поровом цементе. Алевролиты серые, светло-серые, разномзернистые с включением растительных остатков. Глины серые, темно-серые, известковистые с углистыми включениями.

Возраст обоснован на соседнем месторождении Каламкас данными палинологического анализа пород из интервала 881-890 м (горизонт Ю-VI) в скважине №378.

**Бат-байосский ярус ( $J_2bt+bj$ ).** В среднеюрском разрезе отмечается, преимущественно, неравномерное, местами ритмичное переслаивание глин и песчано-алевролитовых пород. Чередование терригенных разностей прерывается по разрезу отдельными пачками глин и песчаников различной толщины. Все породы имеют серую окраску, изменяющуюся от светлой до почти черной.

Характерной особенностью бат-байосских отложений является присутствие обугленной растительной органики в виде рассеянного детрита, отдельных растительных остатков и тонких углистых прослоев.

Толщина бат-байосских отложений в скважинах в среднем составляет 194 м.

### **Меловая система (К).**

В меловом разрезе выделяются породы нижнего и верхнего отделов.

#### **Нижний отдел ( $K_1$ ).**

Отложения нижнемелового возраста со стратиграфическим несогласием залегают на размытой поверхности юрских пород. Эти образования сложены, в основном, морскими осадками за исключением пестроцветных субконтинентальных пород баррема.

**Валанжинский ярус ( $K_{1v}$ ).** В нижней части разреза наблюдаются доломитизированные органогенно-детритовые известняки, мергели с прослоями алевролитов, глин, а в верхней – темно-серые глины с пластами алевролитов и с прослоями глинистых известняков. Толщина отложений яруса составляет 68 м.

**Готеривский ярус ( $K_{1h}$ ).** Разрез сложен, в нижней части, глинами с прослоями алевролитов и зеленовато-серых мергелей. В верхней части готерива преобладают пески с редкими прослоями глин алевролитов. Толщина отложений составляет 36 м.

**Барремский ярус ( $K_{1br}$ ).** Толща переслаивания глин, алевролитов и песчаников. Породы коричневого, сероватого, красновато-коричневого, зеленовато-серого цветов. Толщина пород составляет 76 м.

**Аптский ярус ( $K_{1a}$ ).** Отложения аптского возраста несогласно перекрывают барремские породы. Разрез апта начинается базальным горизонтом, состоящим из песчано-алевролитовых пород с включениями гравия и желваков фосфоритов. Выше по разрезу залегает толща темносерых, почти черных, глин, однородных, слюдястых. В верхней части разреза апта, наблюдаются алевролиты и песчаники, образующие переслаивание с глинами. Толщина разреза колеблется 121-137 м.

**Альбский ярус ( $K_{1al}$ ).** Разрез представлен неравномерным переслаиванием глин и алевролитов с преобладанием глин в нижней части разреза. В средней и верхней частях разреза встречаются пачки песков и песчаников. Толщина отложений составляет 350-384 м.

#### **Верхний отдел ( $K_2$ ).**

Разрез верхнемеловых отложений представлен терригенными породами сеноманского яруса и карбонатными – сенон-туронского надьяруса.

**Сеноманский ярус ( $K_{2s}$ ).** В основании разреза залегает базальный горизонт, сложенный алевролитами, над которым прослеживается глинистая толща с прослоями песчано-алевролитовых пород. Толщина отложений составляет 71-89 м.

**Сенон-туронский надьярус ( $K_{2s+t}$ )** представлен туронским, коньякским, сантонским, кампанским и маастрихтским ярусами. Подошва турона отбивается по смене

терригенных пород глинисто-карбонатными, характеризующимися повышенными значениями КС.

Отложения сенон-турона представлены переслаиванием мергелей, мела, известняков с редкими прослоями глин. Толщина отложений составляет 116-124 м.

#### Четвертичная система (Q).

Четвертичные отложения небольшой толщины 5-10 м повсеместно перекрывают отложения верхнего мела и представлены суглинками и супесями.

### 4.2 Тектоника

В структурно-тектоническом отношении участок Каратурун Морской расположен на границе Прикаспийской впадины и Бозашинского поднятия.

Рядом исследователей прогнозируется развитие карбонатных отложений севернее Бозашинского поднятия. Они простираются в виде полосы и, вероятно, являются продолжением однотипных пород, приуроченных к Южно-Эмбинскому мегавалу. В последние годы сейсморазведочными работами в юго-западной части данного инверсионного поднятия выявлена структура Толкын, с которой связаны залежи нефти и газа в палеозойских и мезозойских отложениях. Существенная роль в формировании структуры осадочного чехла в рассматриваемом районе принадлежит тектоно-седиментационным процессам, обусловившим образование карбонатных бортовых уступов, которые представляют собой высокоамплитудные крутонаклонные перепады поверхности карбонатных отложений на границе смены мелководно-морской седиментации – депрессионной.

В разрезе Бузачинского свода выделяются три структурных этажа: палеозойский, доюрский (верхнепермско-триасовый) осадочный комплекс и юрско-четвертичный платформенный чехол. Строение палеозойской толщи изучено очень слабо. На ней с угловым несогласием залегают породы промежуточного (переходного) структурного этажа-пермотриасового. На размытой поверхности триасовых отложений залегают юрские отложения. Вверх по разрезу платформенного чехла активность тектонических процессов уменьшается и в меловых отложениях нивелируется.

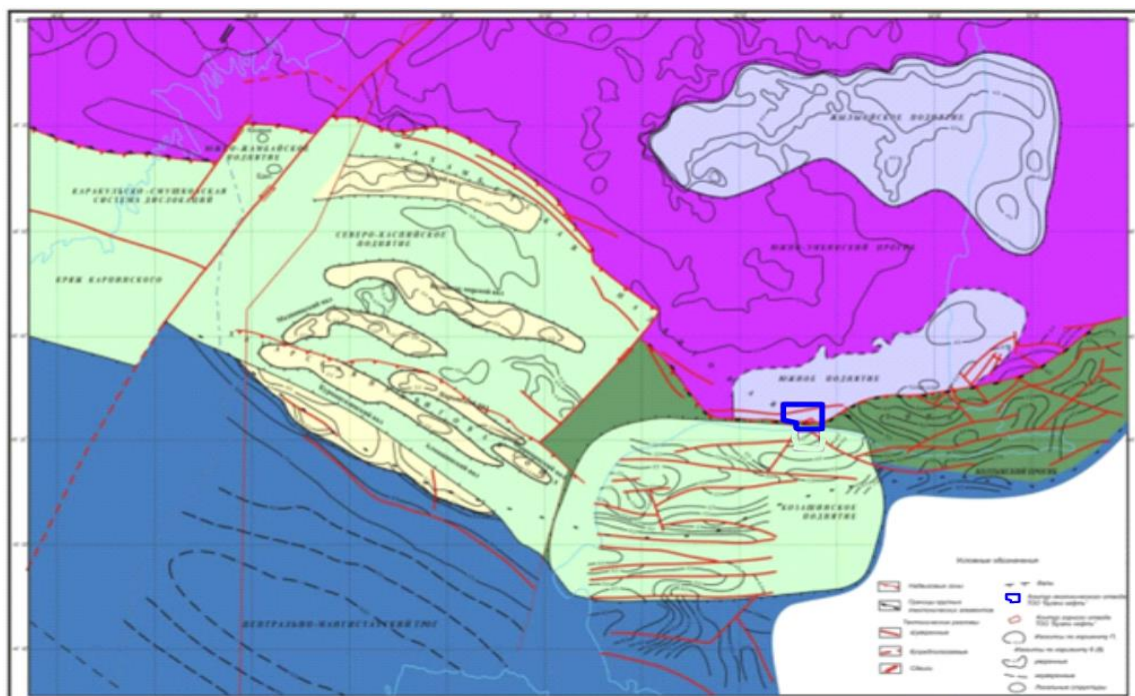


Рис.4.2.1 - Схема тектоники палеозойского комплекса. Зона сочленения Прикаспийской впадины и Туранской плиты (по О.С. Туркову, 1998, 2007г)

В предыдущих главах отмечено, что в 2022 году по контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть» проведена переобработка и комплексная структурно-динамическая интерпретация сейсмических данных сейсморазведки 2Д и 3Д [12].

Сейсмические материалы достаточно информативны и позволили осветить геологическое строение района от меловых до палеозойских отложений включительно.

В юрско-меловом и доюрском разрезе выделены следующие отражающие горизонты (ОГ): III<sup>a</sup> (в подошве апта); III<sup>nc</sup> (в подошве неокома); IV (в бат-байосе); V (в подошве юры); V<sub>3</sub><sup>?</sup> (в нижнем триасе); VI<sub>1</sub> (в подошве триаса); VI<sub>2</sub> - D (в подошве верхней перми); VI<sup>D</sup> (в среднем палеозое).

Характерной особенностью строения отдельных поднятий Каратурунской группы месторождений является их слабая выраженность по нижнемеловым отложениям (ОГ-III) по сравнению с юрскими и триасовыми отложениями (ОГ-IV и ОГ-V). Так, если по ОГ-III структуры оконтуриваются лишь одной изогипсой и имеют амплитуды до 20-30 м, то по ОГ-V амплитуда поднятия возрастает до 50 м. Кроме этого, были построены структурные карты по основным продуктивным среднеюрским отложениям, в результате динамической интерпретации отражающего горизонта J-III, приуроченному к одноименному продуктивному горизонту, выделены районы с хорошими значениями псевдопористости.

Ниже дается краткая характеристика основных опорных отражающих горизонтов по контрактному участку Каратурун Морской по данным отчета ТОО «PGS» (2025г) [13].

Структурная карта по отражающему горизонту VI<sub>2</sub>- D (**внутри пермо-триасовых отложений**) относится, предположительно, к нижней части пермо-триасовой толщи. В плане выделяются северный, центральный и южный блоки, разделенные протяженными разломами. На северо-западе центрального блока выделяется высокоамплитудная горстовая структура, ограниченная с севера основным нарушением надвига, а с юга - листрическим нарушением. В центре структуры по изогипсе – 2375 м закартирована валобразная вершина амплитудой более 100 м, состоящая из двух сводов- восточного и западного, разделенных между собой седловидным перегибом. (Рис.4.2.2).

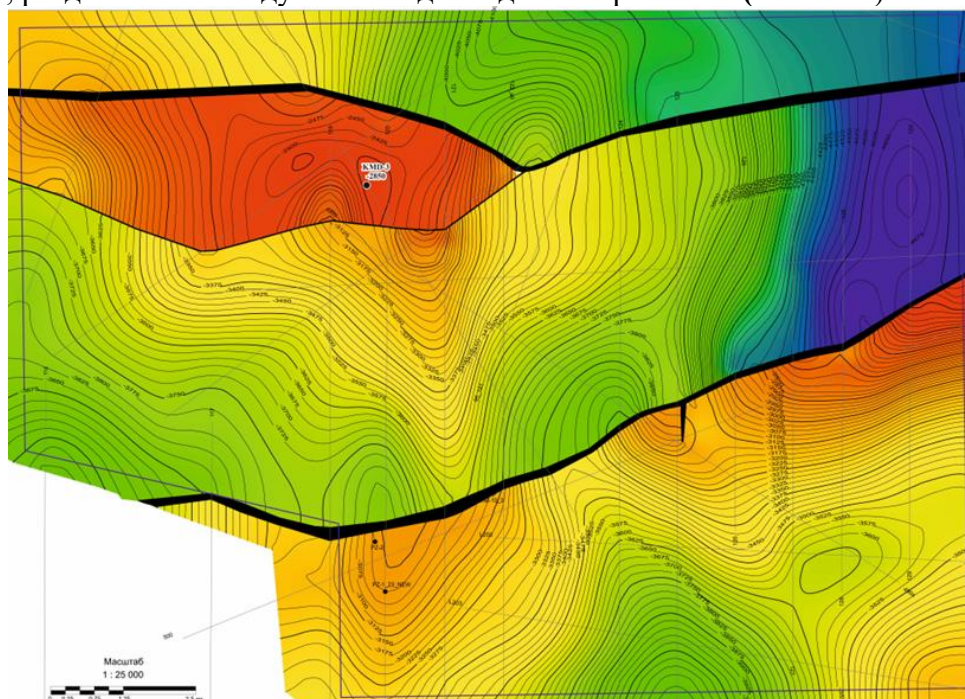


Рис.4.2.2 – Структурная карта по отражающему горизонту D

В 2025 г. на восточной вершине пробурена скважина KMD-3 глубиной 2850м с целью поисков залежей УВ в триасовых, пермотриасовых и верхнепалеозойских отложениях. Скважина на забое вскрыла отложения пермотриаса. По заключению ГИС в интервале 1220,5-1256,5 на глубине 1247,2 выделяется маломощный пласт (1,6м)

представляющий собой глинистый песчаник, характеризующийся повышенными значениями коэффициента пористости (25,4%) и проницаемости (283,8мД). По данным специалистов ГИС, пласт-нефтенасыщен возможно с углистыми включениями. В разрезе отмечены множество водонасыщенных пластов-коллекторов, а также слабопроницаемых, плотных песчаников.

Выше, внутри триасовых отложений, прослежен отражающий горизонт  $T_1$  (Рис.4.2.3). Структурный план этого горизонта практически совпадает с ниже залегающим горизонтом ОГД. Здесь также выделяются блоки, разделенные, между собой тектоническими нарушениям северо-восточного простирания. Нарушения относятся к складчато-надвиговым дислокациям и характеризуются большими амплитудами смещения.

В пределах горстовой структуры на центральном блоке по изогипсе 2050 м выделяется приподнятая структура площадью 13,8 км<sup>2</sup>, осложненная локальными структурами в виде антиклиналей и полуантиклиналей, экранированных разломами. Наиболее крупная из них закартирована по изогипсе – 1925 м имеет овальное строение, амплитуда ее составляет 25 м.

Диапазон изменения глубин поверхности  $T_1$  регистрируется в интервале от -1900 м (в своде горстовой структуры) до -3900 м в наиболее погруженной зоне. Значительная по площади структура находится на южном продолжении горстового поднятия, сводовая часть которой контролируется с севера листрическим нарушением. Площадь структуры по изогипсе -2600 м имеет площадь 3,77 км<sup>2</sup> и амплитуду 200 м.

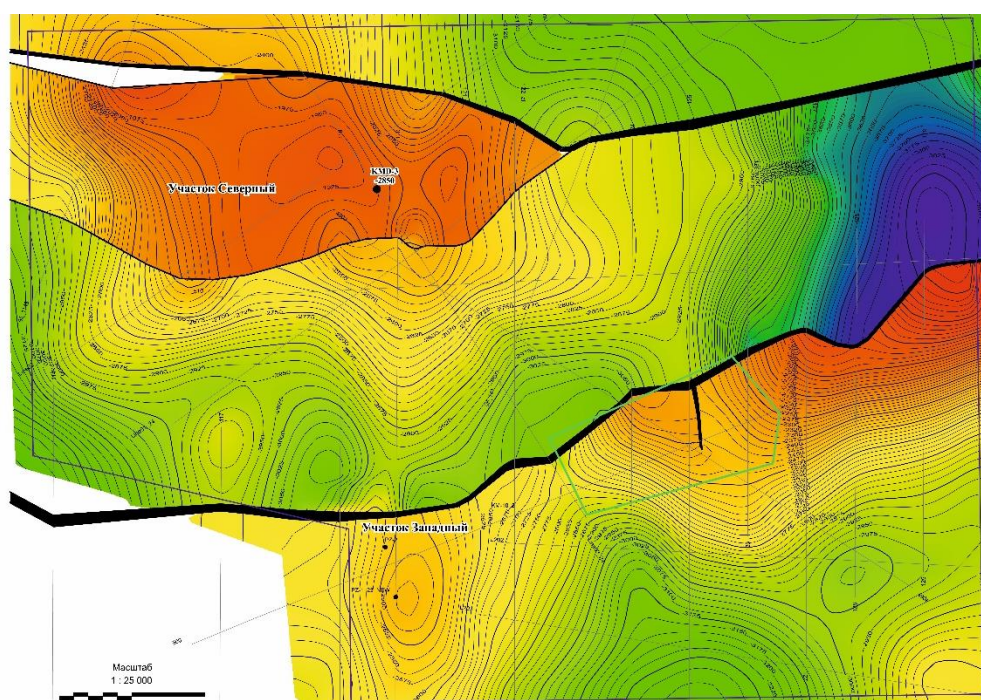


Рис.4.2.3 – Структурная карта по отражающему горизонту  $T_1$

Судя по структурным построениям, скважина KMD-3 оказалась в периферийной части структуры, выделенной по нижележащему горизонту. Триасовые отложения вскрыты в интервале 1332-1800м.

На структурной карте по отражающему горизонту V (подошва юрских отложений) в западной части площади вырисовывается крупная структура Восточный Каламкас, разделенная протяженным тектоническим нарушением на два блока – северо-западный и юго-восточный. На контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть» расположена лишь восточная часть данной структуры.

Юго-восточный блок примыкает к нарушению с амплитудой 120 м. На этом блоке по изогипсе минус 1300 м выделяется валообразная структура, осложненная локальными

структурами – Каратурун Морской и Каратурун Морской Западный, где в юрских отложениях выявлены залежи нефти и газа. Глубина залегания триасовых отложений в сводовых частях этих структур – 1170-1210 м. (Граф. прил. 3, рис.4.2.4).

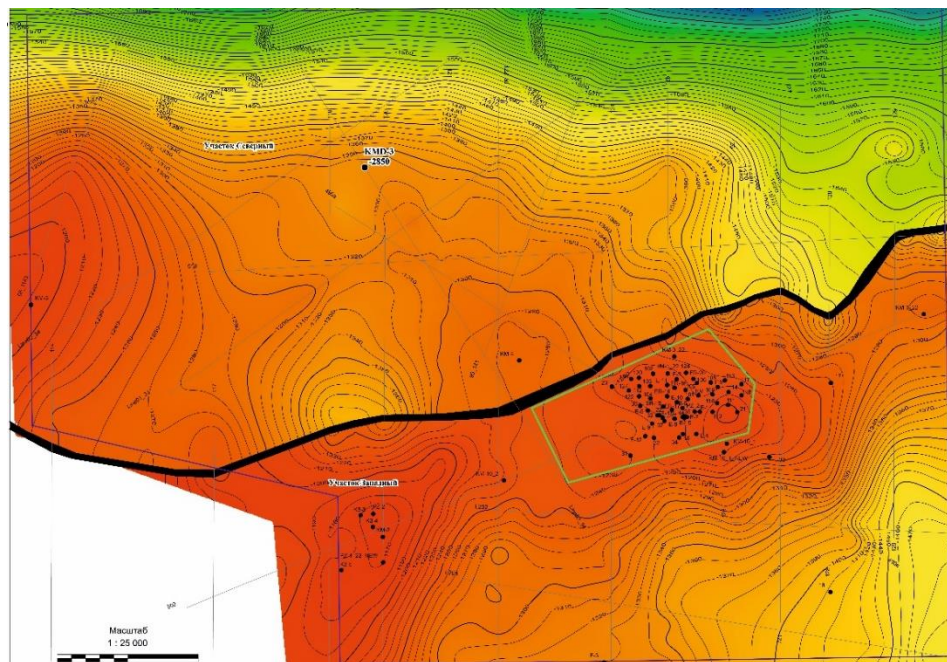


Рис.4.2.4 – Структурная карта по отражающему горизонту V

На северо-западном блоке ОГ V в пределах контрактной территории погружается от 1200 м до 1800 м и глубже.

В 2023 году в западной части северо-западного блока на структуре Восточный Каламкас пробурена скважина КМ-5 глубиной 1500 м. При бурении признаков нефти не обнаружено. По результатам комплекса ГИС разрез скважины оказался водонасыщенным. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

На северном блоке закартирована приразломная структура, имеющая по изогипсе минус 1310 м вид полубрахиантклинали субмеридианального простирания, экранированная с юга основным сбросом. Свод структуры расположен на отметке минус 1280 м, амплитуда ее равна 30 м. В 2021 году на своде структуры пробурена поисковая скважина КМ-4 глубиной 1455 м.

Геологическое строение средней части юрских отложений (бат-байос) характеризует IV отражающий горизонт (Граф. прил. 4, Рис.4.2.5). По этому горизонту выделена периклиналь поднятия Восточный Каламкас с минимальной отметкой -1060 м.

На северном блоке ОГ IV прослежен на отметках 1090-1130 м. На склоне северного блока по этому горизонту выделена серия небольших малоамплитудных локальных структур, оконтуренных изогипсами от 1295 до 1385 м. Эти структуры имеют различную форму и тип строения - овальный, брахиантклинали и антиклинали. Все они - бескорневые, связанные, вероятно, с образованиями речных систем, что характерно для юрской толщи. Наибольшая из них - ограниченная изогипсой 1140 м, с юга экранирована основным сбросом. Скважина КМ-4, пробуренная в своде этой структуры, юрские отложения вскрыла на глубине 890 м. В процессе бурения в юрских отложениях отмечены признаки нефти. По результатам комплекса ГИС в интервале 1142-1145,2 м выделен слабонефтенасыщенный пласт (Ю-IX продуктивный горизонт). При испытании его приток не получен. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

На юго-восточном блоке в пределах месторождений ОГ IV прослежен на отметках 1060-1090 м.

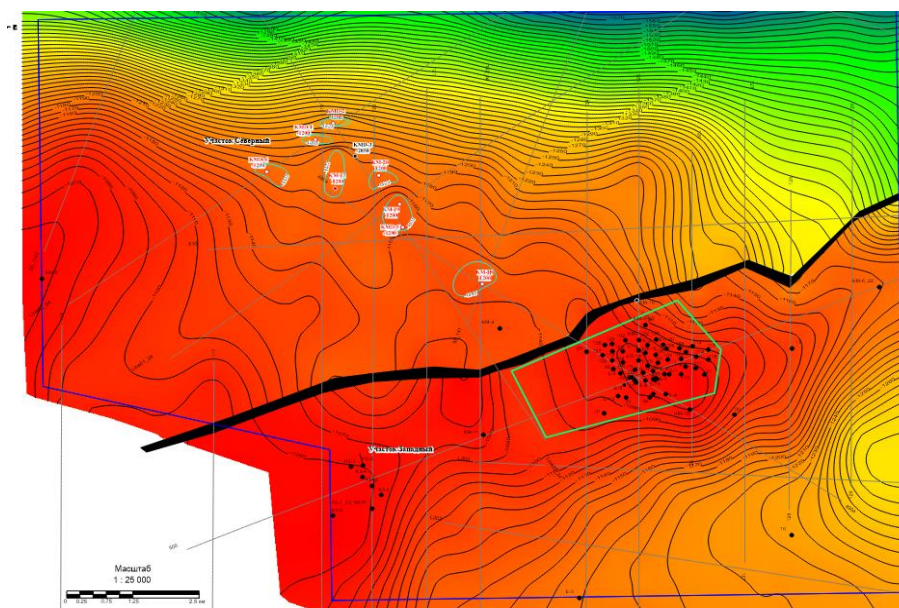


Рис.4.2.5 – Структурная карта по отражающему горизонту IV

Горизонт моноκлиально погружается на восток и северо-восток до отметки минус 1570 м и глубже.

Геологическое строение неомских отложений характеризует структурная карта по III отражающему горизонту (Граф. прил. 5, Рис.4.2.6).

Структурный план описываемой территории по ОГIII отличается от таковых по нижележащим горизонтам. Для мелового комплекса (нижний мел) характерно плащеобразное залегание пород, глубинный разлом, делящий юрскую и пермотриасовую толщи на блоки, по подошве неомских отложений не зафиксирован.

Периклиальная часть поднятия Восточный Каламкас по изогипсе – 980 м моноκлиально погружается на восток-северо-восток.

Структура Каратурун Морской Западный пологая, амплитуда поднятия - 100 м. Свод его, ограниченный изогипсой минус 880 м, находится в районе месторождения.

Локальная структура Каратурун Морской, с которой связано одноименное месторождение, в качестве локальной структуры не выделяется.

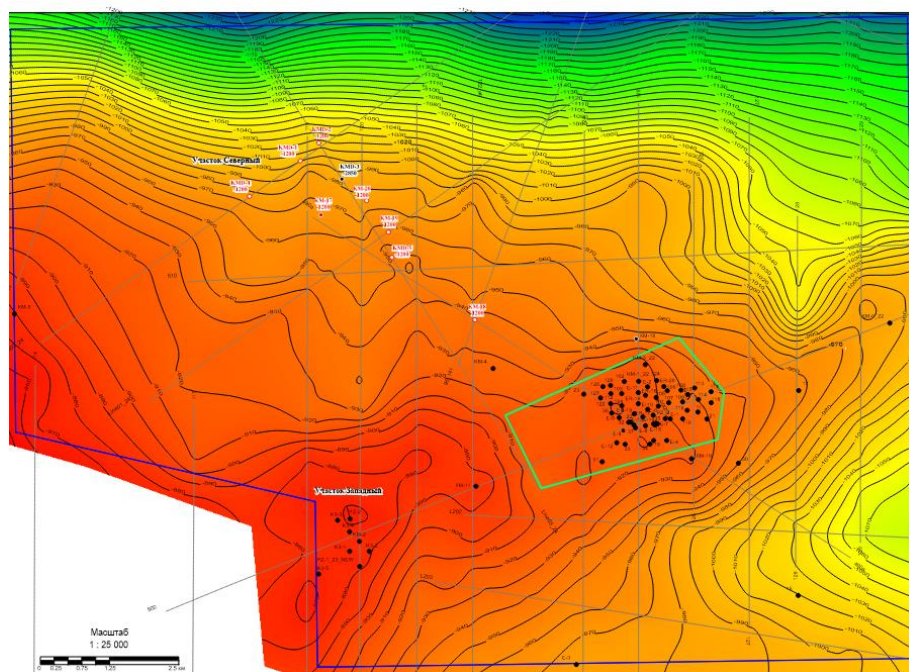


Рис.4.2.6– Структурная карта по отражающему горизонту III

### 4.3 Нефтегазоносность

Основная нефтеносность Контрактной территории в настоящее время связана со среднеюрскими отложениями. Нефтяные залежи выявлены на структурах Каратурун Морской, Каратурун Восточный, Каратурун Северо-Восточный, Каратурун Южный, Каратурун Западный, где коллекторами являются песчаники и алевролиты.

На месторождении **Каратурун Морской** нефтегазоносность установлена на глубинах 900-1030 м в пяти среднеюрских горизонтах. Горизонты Ю-I, IV и V -нефтяные, II- нефтегазовый, III-газовый.

На месторождении **Каратурун Восточный** на глубине 1040 м выявлен нефтяной горизонт Ю-I, состоящий из двух пластов.

В скважине 10 при опробовании кровельного пласта-коллектора (интервал 1030-1035 м) горизонта С-I получен слабый приток нефти ( $Q_n=3,8\text{ м}^3/\text{сут}$ ).

Месторождение **Каратурун Север-Восточный** расположено на продолжении каламакской линии складок.

В кровельной части среднеюрского разреза на глубинах 1100-1300 м выявлено четыре горизонта, из которых Ю-I и V -нефтяные, III и IV -нефтегазовые с газовой шапкой.

Газовое месторождение **Каратурун Южный**. В среднеюрской толще в интервале 1045-1145 м выявлены пять газовых горизонтов (Ю-I - Ю-V).

Нефтяное месторождение **Каратурун Западный** расположенное к западу от месторождения Каратурун Морской, выявлено в 2021 году. При бурении юрских отложений в скважине КЗ-4 были отмечены признаки нефти. По результатам комплекса ГИС выделены нефтенасыщенные пласты в интервалах: 850,3,4-855,4; 855,4-856,5 м (Ю-I продуктивный горизонт). При испытании горизонта был получен приток нефти. В скважинах КЗ-5 и КЗ-6 при испытании данного горизонта получена нефть с водой.

### 4.4 Гидрогеологическая характеристика разреза

Динамика подземных вод описываемого района и формирование их, химического состава, в первую очередь, обусловлены его тектоническим строением. Глубокое погружение юго-востока Русской платформы, вследствие преобладания общей амплитуды нисходящих движений над общей амплитудой восходящих движений, привело к тому, что подземные воды образовали в пределах Прикаспийской впадины замкнутый гидрогеологический бассейн.

В гидрогеологическом отношении в пределах исследуемого региона наибольшей степенью изученности характеризуются мезозойские водоносные горизонты. Каратурунская группа месторождений относится к Устюртской системе артезианских бассейнов. По данным геофизических исследований в разрезе выделяются водоносные горизонты юрского, неокомского и альб-сеноманского водоносных комплексов.

Наибольший практический интерес представляет юрский водоносный комплекс как содержащий продуктивные горизонты и наиболее детально изученный в процессе геологоразведочных работ. Коллекторы юрских водоносных горизонтов представлены мелкозернистыми песчаниками серого цвета, известковистыми, рыхлыми.

Каратурунская группа месторождений характеризуется значительным энергетическим потенциалом пластовых вод. Динамические уровни при глубинах до 1000 м восстанавливаются до перелива в интервале от нескольких часов до 1,5 суток. Дебиты скважин изменяются в пределах от 4,8 до 86 м<sup>3</sup>/сут.

По химическому составу пластовые воды представлены рассолами хлоркальциевого типа плотностью от 1,099 до 1,125 г/см<sup>3</sup>. Минерализация вод варьирует от 150 до 183 г/л. Воды характеризуются высокой степенью метаморфизации: коэффициент метаморфизации составляет 0,66–0,86, коэффициент сульфатности — от 1,2 до 6,3. Воды относятся к категории очень жестких, при этом общая жесткость достигает 951 мг-экв/л. Реакция среды пластовых вод (рН) изменяется от 5,8 до 7,6.

Из микрокомпонентов, представляющих промышленный интерес, в пластовых водах в кондиционных содержаниях присутствуют стронций, литий, цезий, йод и бром, средние концентрации которых приведены в таблице 4.4.1.

**Таблица 4.4.1 – Месторождение Каратурун Морской.**  
**Среднее содержание микрокомпонентов в пластовых водах**

Микрокомпоненты	Среднее содержание по скв. 22, мг/л	Среднее содержание по скв. 23, мг/л
Йод	13,7	6,5
Бор	6,3	8,0
Бром	263,1	221,6
Фтор	0,4	0,2
Литий	38,7	2,5
Рубидий	0,2	0,1
Цезий	1,2	0,05
Стронций	996,0	373,5

Неокомский водоносный комплекс представлен водонасыщенными песками, чередующимися с глинистыми породами. Пластовые воды комплекса относятся к метаморфизованным рассолам хлоркальциевого типа с минерализацией 80,5-143 г/л. Дебиты вод составляют от долей единицы до нескольких десятков кубических метров в сутки. Расчетные потенциальные дебиты водяных скважин на месторождении Каламкас варьируют в пределах 35–155 м<sup>3</sup>/сут. По химическому составу воды неокомского водоносного комплекса близки к пластовым водам юрского комплекса и могут быть использованы для закачки в пласт.

Альб-сеноманский водоносный комплекс представлен чередованием низкоомных глинистых и песчаных пород. Песчаные коллекторы характеризуются значительной мощностью и высокими фильтрационно-емкостными свойствами, что позволяет рассматривать их в качестве источника технических вод при бурении скважин.

## 5. МЕТОДИКА И ОБЪЕМ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

### 5.1 Цели и задачи поисковых работ

Настоящим «Проектом разведочных работ по поиску углеводородов в юрских отложениях Северной части участка Каратурун Морской» проектируется:

- бурение поисковых скважин №№ КМ-17, КМ-18, КМ-19, КМ-20, КМД-1, КМД-2, КМД-4, КМД-5 проектными глубинами 1200 м с целью поисков залежей нефти в юрских отложениях в пределах прогнозируемых структурных и структурно-литологических ловушек, выделенных за пределами горного отвода.

Перед поисковым бурением ставятся следующие задачи: изучение мезозойских структур, установление основных литолого-стратиграфических характеристик юрских отложений путем литологических и биостратиграфических исследований керна и шлама, изучение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов по керну, шламу и ГИС, испытание и опробование в колонне объектов в соответствии с рекомендациями ГИС, отбор проб пластовых флюидов, изучение физико-химических свойств нефти в поверхностных и пластовых условиях, определение их товарных качеств.

Все эти данные необходимы для подсчета запасов углеводородов по категориям  $C_1$  и  $C_2$ .

### 5.2 Система размещения проектных поисковых скважин

При определении местоположения проектных скважин использовались структурные карты, составленные в 2025 г. ТОО «Сейсмические геофизические услуги» по результатам проведенной обработки и интерпретации сейсмических материалов 2Д МОГТ [13]. Для выбора местоположения проектных скважин использован структурный план по IV отражающему горизонту внутри юрской толщи.

**Скважина КМ-17** – поисковая, независимая проектируется на своде локальной структуры, выделенной по изогипсе минус 1175 м по горизонту ОГ IV с целью поисков залежей нефти и газа в юрских отложениях. Проектная глубина – 1200 м, проектный горизонт – юрский (Граф. прил. 8, рис.5.2.3, 5.2.4).

Координаты скважины: 45° 25' 40,458" с.ш.; 52° 6' 44,1756" в.д.

**Скважина КМ-20** – поисковая, зависимая от бурения скважин КМ-17 проектируется в...км на восток от скважины КМ-17 в пределах локальной структуры, выделенной по изогипсе минус 1175 м по горизонту ОГ IV с целью поисков залежей нефти и газа в юрских отложениях. Проектная глубина – 1200 м, проектный горизонт – юрский. (Граф. прил.7; рис.5.2.1, 5.2.2).

Координаты скважины: 45° 25' 48,7776" с.ш.; 52° 7' 22,3716" в.д.

**Скважина КМ-18** – поисковая, зависимая от бурения скважины КМ-17, проектируется в юго-восточной части изучаемого участка в пределах локальной структуры, выделенной по изогипсе минус 1145 м с целью поисков залежей нефти и газа юрских отложениях. Проектная глубина – 1200 м, проектный горизонт – юрский (Граф. прил. 8, рис.5.2.3, 5.2.4).

Координаты скважины: 45° 24' 36,5688" с.ш.; 52° 8' 52,0188" в.д.

**Скважина КМ-19** – поисковая, зависимая от бурения скважины КМ-17 проектируется северо-западнее скважины КМ-17, в пределах локальной структуры, выделенной по изогипсе минус 1155 м. Цель бурения – поиски залежей нефти и газа юрских отложениях. Проектная глубина – 1200 м, проектный горизонт – юрский (Граф. прил.7, рис.5.2.1, 5.2.2).

Координаты скважины: 45° 25' 29,568" с.ш.; 52° 7' 40,3752" в.д.

**Скважина КМД-5** – поисковая, зависимая от бурения скважины КМ-17, проектируется на сейсмическом профиле Line 03\_24 в своде поднадвигового поднятия с целью выявления залежей нефти и газа в юрских отложениях. Проектная глубина – 1200 м, проектный горизонт – юрский (Граф. прил. 7, рис.5.2.1, 5.2.2).

Координаты скважины: 45° 25' 13,70" с.ш.; 52° 07' 41,10" в.д.

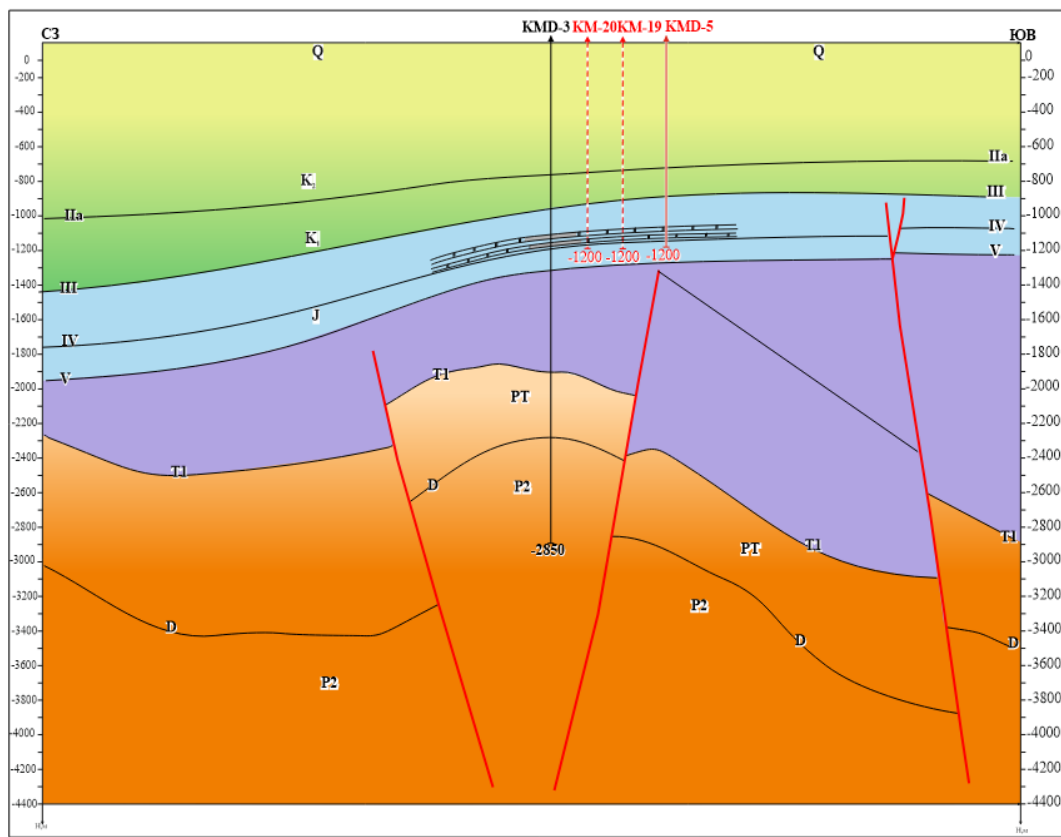


Рис. 5.2.1 - Геолого-сейсмический разрез через пробуренные и проектные скважины KM-20, KM-19, KMD-5 и KMD-3

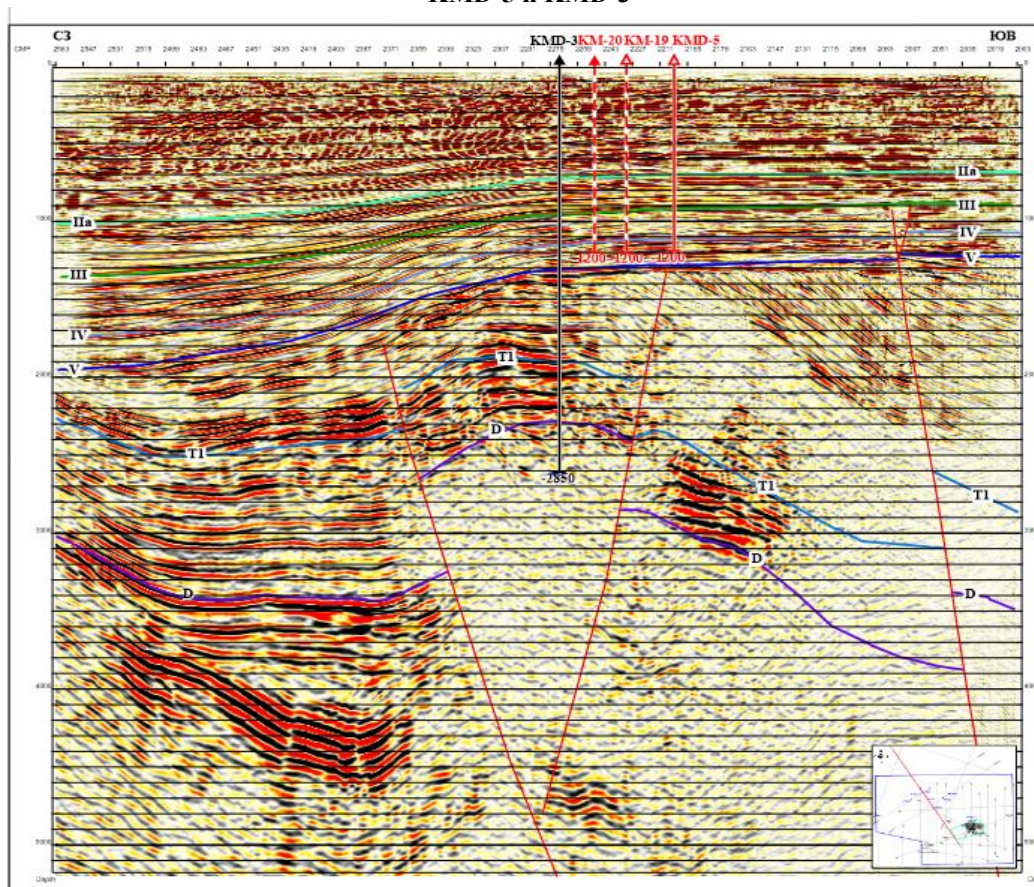


Рис. 5.2.2- Глубинный сейсмический разрез по профилю Line\_03\_24 пробуренные и проектные скважины KM-20, KM-19, KMD-5 и KMD-3

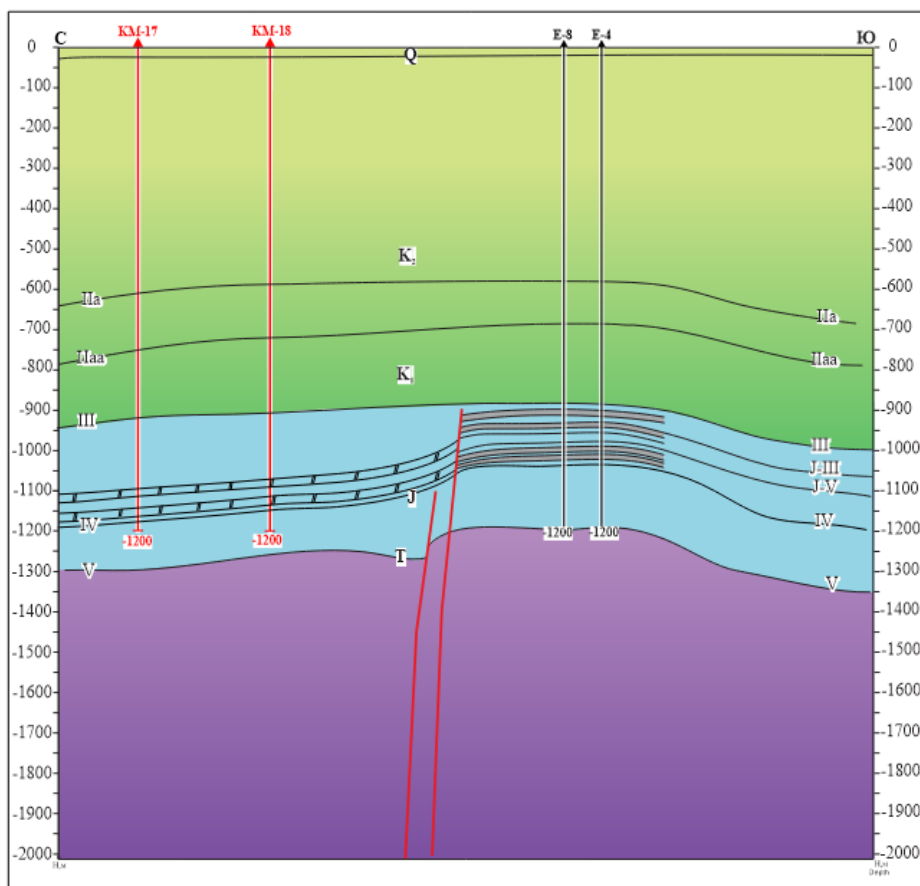


Рис. 5.2.3- Геолого-сейсмический разрез через проектные и пробуренные скважины КМ-17 и КМ-18, Е-8 и Е-4

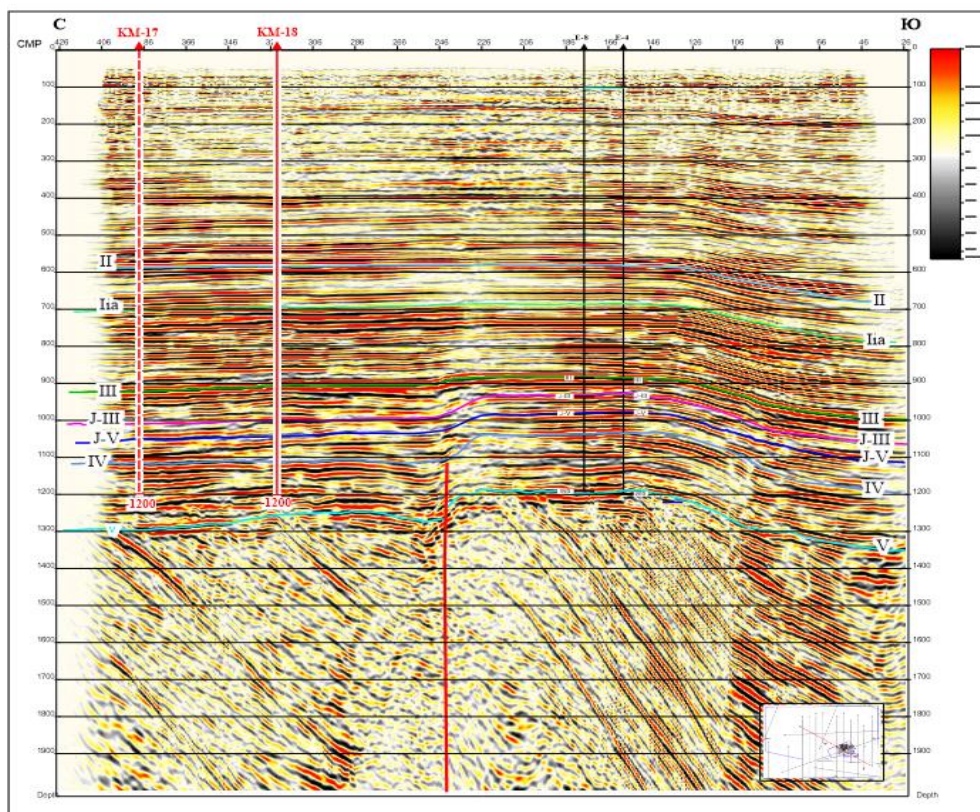


Рис. 5.2.4- Глубинный сейсмический разрез по профилю 490а через проектные и пробуренные скважины КМ-17, КМ-18, Е-8 и Е-4

**Скважина КМД-1** – поисковая, зависимая, от бурения скважин КМ-17 – КМ-20, проектируется в пределах локальной структуры, выделенной по изогипсе минус 1205 м по горизонту ОГ IV с целью поисков залежей нефти и газа в юрских отложениях. Проектная глубина – 1200 м, проектный горизонт – юрский. (Граф. прил. 6 рис.5.2.5, 5.2.6).

Координаты скважины: 45° 26' 10,91" с.ш.; 52° 6' 26,39" в.д.

**Скважина КМД-2** – поисковая, зависимая, от бурения скважин КМ-17 – КМ-20, КМД-1, проектируется в пределах локальной структуры, выделенной по изогипсе минус 1225 м по горизонту ОГ IV с целью поисков залежей нефти и газа в юрских отложениях. Проектная глубина – 1200 м, проектный горизонт – юрский. (Граф. прил. 6 рис.5.2.5, 5.2.6).

Координаты скважины: 45° 26' 21,31" с.ш.; 52° 06' 41,87" в.д.

**Скважина КМД-4** поисковая, зависимая, от бурения скважин КМ-17 – КМ-20, КМД-1, КМД-2, проектируется в пределах локальной структуры, выделенной по изогипсе минус 1175 м по горизонту ОГ IV с целью поисков залежей нефти и газа в юрских отложениях. Проектная глубина – 1200 м, проектный горизонт – юрский. (Граф. прил. 6 рис.5.2.5, 5.2.6).

Координаты скважины: 45° 25' 50,56" с.ш.; 52° 5' 43,67" в.д.

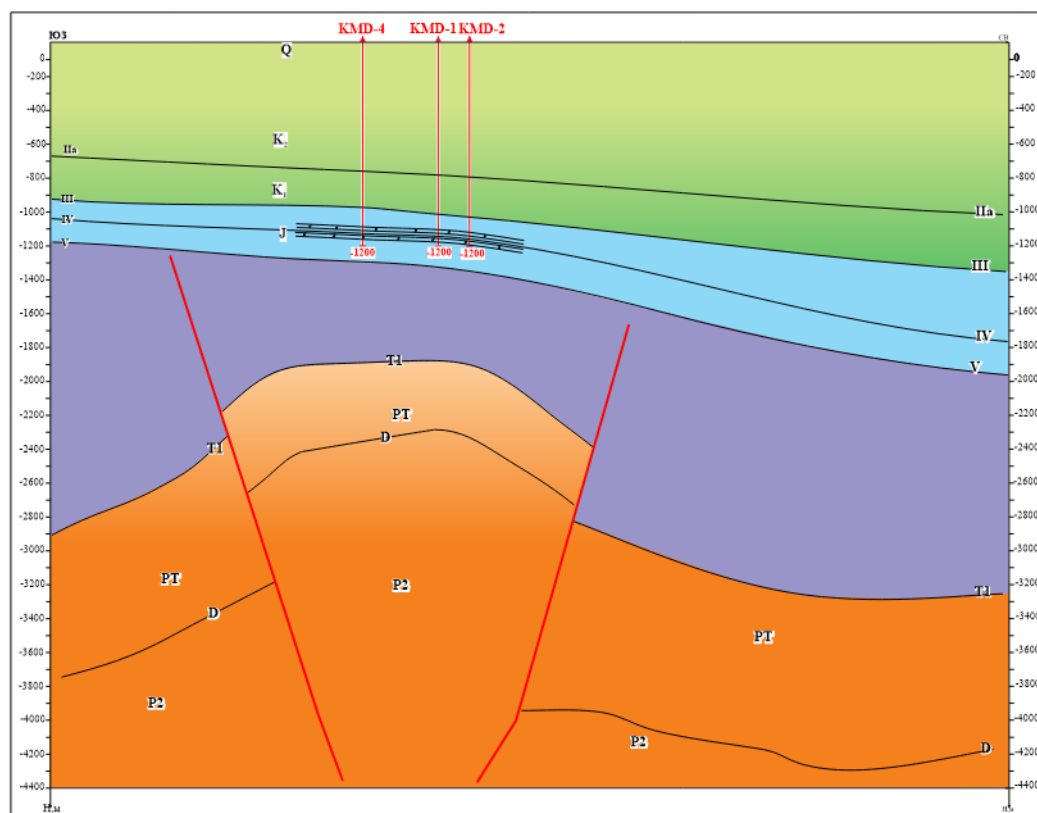


Рис. 5.2.5 - Геолого-сейсмический разрез через проектные скважины КМД-1, КМД-2 и КМД-4

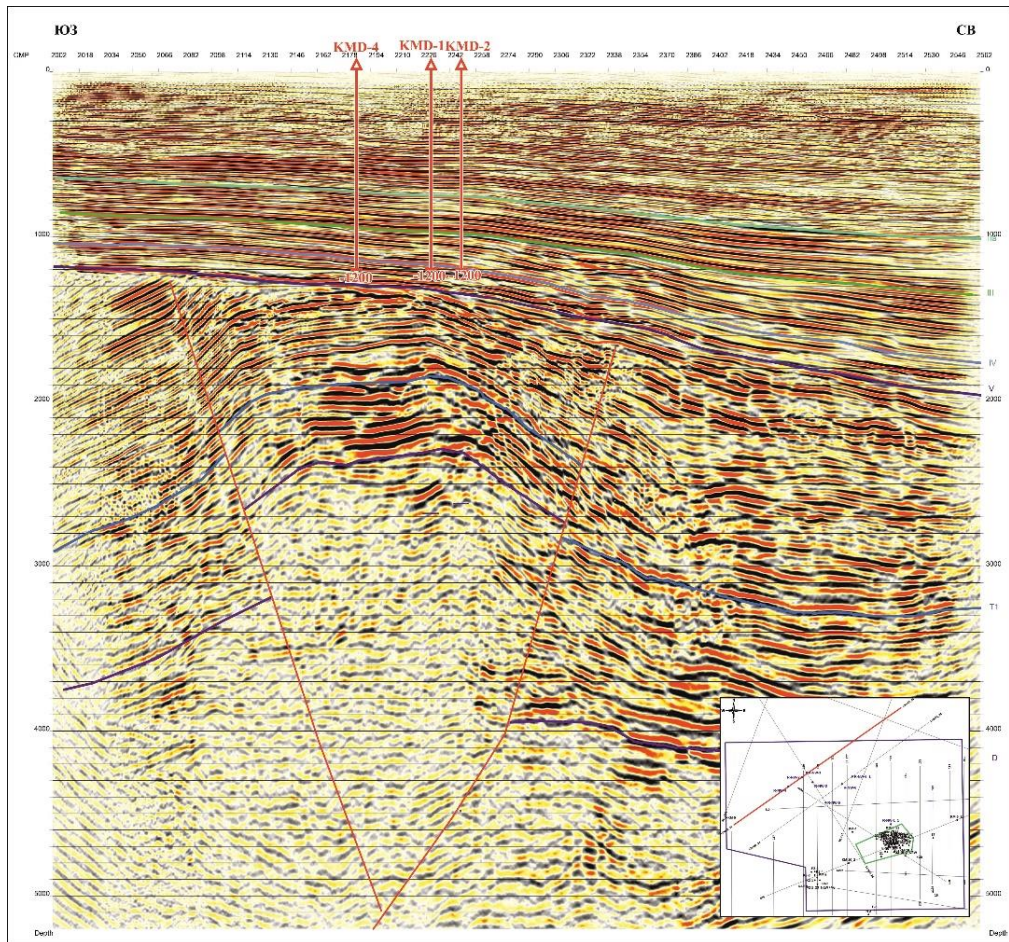


Рис. 5.2.6- Глубинный сейсмический разрез по профилю Line\_02\_24 через проектные скважины KMD-1, KMD-2 и KMD-4

### 5.3 Геологические условия проводки скважины

Главным критерием успешного выполнения данного «Проекта разведочных работ...» является достижение проектной скважиной запланированного забоя и вскрытие проектного горизонта, а также получение притоков нефти, не допуская аварий в процессе бурения и освоения проектных скважин №№ КМ-17, КМ-18, КМ-19, КМ-20, КМД-1, КМД-2, КМД-4, КМД-5 (таблицы 5.3.1, 5.3.2).

Таблица 5.3.1 - Геологические условия проводки, прогнозируемые при бурении скважин КМ-17, КМ-19, КМ-18, КМ-20, КМД- 2, КМД-1, КМД- 4, КМД-5 (1200+250)

№№ п.п.	Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями, м			Стратиграфическая приуроченность	Литологические особенности и характеристика разреза	Категория и пород
	от	до	толщина			
1	2	3	4	5	6	7
1.	0	10	10	N+Q	Глина, пески	
2.	10	250	240	K <sub>2</sub>	Пески	
3.	250	920	670	K <sub>1</sub>	Пески	
					Песчано-алевролитно-глинистые породы	
4.	920	1200 (забой)	280 (вскр.)	J	Песчано-алевролитно-глинистые породы	

#### 5.4 Характеристика промывочной жидкости

На основе опыта бурения поисковых скважин в пределах контрактной территории для проводки проектируемых разведочных скважин с целью предотвращения возможных нефтегазоводопроявлений и осложнений, связанных с обвалом стенок скважин, поглощением бурового раствора, прихватом бурильного инструмента бурение необходимо вести на качественном буровом растворе, обработанном химреагентами. Особое внимание следует обратить на своевременное облегчение и утяжеление буровых растворов в зависимости от параметров вскрываемых резервуаров.

Контроль за качеством глинистого раствора осуществляется лабораторией совместно с буровой бригадой под руководством инженера по глинистым растворам и бурового мастера.

Коррективы параметров глинистого раствора могут вноситься согласно техническому проекту и в процессе бурения специалистом по бурению и главным геологом Компании.

Два-три раза за смену отбираются пробы глинистого раствора для определения водоотдачи и процентного содержания песка, статического напряжения сдвига (СНС) глинистого раствора и насыщенности его водородными ионами (рН). Замеры плотности бурового раствора и вязкости производить через каждые 10-15 минут. Данные замеры фиксируются в журнале по глинистому раствору, здесь же фиксируется характер обработки, количество вводимых реагентов и их параметры.

Общими требованиями к промывочной жидкости, используемой при вскрытии продуктивных горизонтов, являются:

- минимальная водоотдача, обеспечивающая наименьшее загрязнение фильтратом бурового раствора пласта коллектора;
- минимально допустимая плотность, обеспечивающая наименьшее превышение гидростатического давления над пластовым;
- минимальное содержание твердой дисперсной фазы, в первую очередь, утяжелители (барит, мел) с целью снижения кольматации коллекторов.

В случаях осложнения скважины (нефтегазоводопроявления, осыпи, поглощения и т. д.) и необходимости изменения проектных параметров раствора, следует это предварительно согласовать в рамках авторского надзора с проектной организацией.

Каждый факт изменения плотности раствора в процессе бурения в связи с нефтегазоводопроявлением, должен быть зафиксирован соответствующим актом, составленным геологом участка.

Прямые признаки нефти и газа, наблюдаемые в процессе бурения в промывочной жидкости (пленка нефти или пузырьки газа и т. д.) могут быть использованы при оценке характера насыщения вскрываемых коллекторов в разрезе скважин.

Геолого-геофизическую характеристику нефтегазопроявляющего пласта следует проверить сразу после его вскрытия с помощью проведения комплекса ГИС.

При необходимости решения специальных задач по оценке нефтенасыщенности и других естественных характеристик поровых и порово-каверновых коллекторов рекомендуется обязательное бурение этих скважин на буровых растворах на углеводородной основе

Технология углубления скважин в продуктивном разрезе, режим бурения и параметры бурового раствора должны учитывать создание минимальных гидродинамических нагрузок на стенки скважины. Все эти вопросы более подробно будут рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

Бурение скважин необходимо производить на буровом растворе с параметрами, приведёнными в таблице 5.4.1.

Таблица 5.4.1 - Типы и параметры буровых растворов по интервалам бурения скважин КМ-17, КМ-18, КМ-19, КМ-20, КМД- 1, КМД-2, КМД- 4, КМД-5

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора													
	от (верх)	до (низ)	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Условная вязкость, сек.	Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	СНС, дПа		Корка, мм	Содержание твёрдой фазы, %			рН	Минерализация, г/л	Пластическая Вязкость, сПз	Динамическое напряжение сдвига, дПа	Примечания
						10 сек	10 мин		Коллоидной (активной) части	Песка	Всего					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Бентонитовый	0	100	1,12-1,17	60-70	<10	-	-	2,0	Дисперсная глинистая фаза	<5	<5	7-8	-	-	-	
КС1 Полимерный раствор	100	800	1,13-1,18	55-65	<7	10-20	30-40	1,0	Полимерные недиспергирую щие	<2	<2	8-9	КС1 > 3 %	25-30	70-80	
КС1 Полимерный раствор	800	1200	1,17-1,22	55-65	<5	20-25	40-50	0,5	Полимерные недиспергирую щие	<2	<2	8-9	КС1 > 3%	25-30	70-80	

**Примечание:** Тип и параметры буровых растворов могут быть изменены на основании технического проекта.

### 5.5 Обоснование типовой конструкции скважин

Выбор конструкции скважины определяется в соответствии с действующими нормативно-методическими документами, необходимостью успешного выполнения поставленных геолого-промысловых задач по осуществлению разведки и оценки нефтяной залежи с пробной эксплуатацией продуктивных скважин с учетом горно-геологических условий их проводки, а также с учетом опыта строительства скважин в пределах исследуемой территории.

Для скважины на мезозойский комплекс пород проектной глубиной 1200±250 предусматривается следующая конструкция (таблица 5.5.1):

- Направление – Ø323,9 мм проектируется на глубину 100 м с целью предохранения устья скважины от размыва и цементируется до устья.
- Техническая колонна Ø244,5 мм – проектируется на глубину 800 м с целью перекрытия меловых, юрских отложений и для установки противовыбросового оборудования. ВПЦ – до устья.
- Эксплуатационная колонна Ø168,3 мм проектируется на глубину 1200 м с целью перфорирования перспективных горизонтов, ВПЦ – до устья.

В соответствии с ожидаемыми горно-геологическими условиями в мезозойской толще и с учетом возможных осложнений ниже приводится рекомендуемая конструкция скважины, которая подробно будет рассмотрена в «Техническом проекте ...» (таблица 5.5.1).

После спуска эксплуатационной колонны производится их испытание на герметичность опрессовкой давлением и снижением уровня.

Таблица 5.5.1 - Сводные данные по типовой конструкции скважины проектной глубиной 1200±250 м

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска			
		По вертикали		По стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
Направление	323,9	0	100	0	100
Техническая колонна	244,5	0	800	0	800
Эксплуатационная колонна	168,3	0	1200 (±250) м	0	1200 (±250) м

### 5.6 Оборудование устья скважины

Противовыбросовое оборудование должно обеспечивать промывку скважины при избыточном давлении на устье с выходом бурового раствора в желобную систему через систему очистки, обеспечивать закачку бурового раствора в межтрубье буровым насосом или цементировочным агрегатом, обратную промывку через специальную линию в желобную систему, отвод пластовой жидкости из бурильных труб с дегазацией бурового раствора и сжиганием пластового флюида на безопасном расстоянии.

Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования подробно будут рассмотрены в «Техническом проекте...».

Типы противовыбросового оборудования (ПВО), устанавливаемого на устье скважины, приведены в таблице 5.6.1.

Таблица 5.6.1 - Оборудование устья скважины

Тип (марка) противовыбросового оборудования	Рабочее давление, МПа	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, МПа	Количество превентора, шт.	Диаметр колонны, на которую устанавливается превентор, мм
1	2	3	4	5
ОКК2-350-168x244,5x324	35,0	-	1	Эксплуатационная
АФКЭ2-65x350	35,0	-	1	Ø168,3 мм

В процессе бурения скважин необходимо проводить комплекс исследовательских работ, включающий проведение геофизических исследований скважин, испытание перспективных интервалов, отбор шлама, пластовых флюидов и газа. Особое внимание необходимо уделять перспективному юрскому комплексу.

Интервалы отбора керна, шлама, методы и интервалы испытания перспективных горизонтов будут уточняться специалистами Заказчика и подрядной Компанией в процессе проводки скважины и по результатам геофизических исследований.

### 5.7 Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований

В процессе бурения скважин необходимо проводить комплекс исследовательских работ, включающий проведение геофизических исследований скважин, испытание перспективных интервалов, отбор керна, шлама, пластовых флюидов.

При бурении проектных скважин предусмотрен отбор керна и пластовых флюидов из юрской перспективной части разреза.

Интервалы отбора керна, методы и интервалы испытания продуктивных горизонтов будут уточняться специалистами Заказчика и подрядной Компанией в процессе проводки скважин и по результатам геофизических исследований.

Необходим полный анализ керна, шлама в лабораторных условиях (биостратиграфические исследования, литологические, петрофизические и т.д.), что позволит получить наиболее достоверные сведения о разрезе и провести корректное сопоставление этих материалов с данными ГИС.

#### 5.7.1 Отбор керна и шлама

В проектируемых скважинах КМ-17, КМ-18, КМ-19, КМ-20, КМД- 1, КМД-2, КМД-4, КМД- 5 планируется отбор керна из перспективных интервалов с целью получения информации о фильтрационно-ёмкостных и петрофизических свойствах горных пород (пористость, проницаемость, карбонатность, гранулометрический состав и др.), которые являются исходными данными при подсчёте запасов УВ и проектировании пробной эксплуатации.

Отбор керна рекомендуется производить с помощью современных керноотборочных снарядов. Вынос керна планируется не менее 80-100% от каждого долбления с отбором керна.

В процессе бурения скважин интервалы отбора керна будут уточняться и меняться геологической службой Недропользователя в зависимости от различных факторов.

Образцы с признаками нефти герметизируются и максимально быстро доставляются в соответствующую лабораторию для комплексного анализа. Дальнейшее углубление скважины продолжать со сплошным отбором керна до полного исчезновения этих признаков.

В процессе бурения необходимо вести постоянное наблюдение за нефтегазопроявлениями, появлением пленок нефти или пузырьков газа в выходящем потоке глинистого раствора. Во всех случаях нефтегазопроявлений производить отбор проб нефти и газа на лабораторный анализ.

С отбором керна в палеозойских отложениях в проектируемой скважине предусматривается проходить не менее 20 м.

В интервалах между отборами керна рекомендуется вести отбор и описание шлама. При взятии образцов шлама следует отмечать глубину, соответствующую положению забоя скважины. Шлам описывается в том же порядке и с той же степенью детальности, что и керн. Описание шлама заносится в геологический журнал.

При вскрытии продуктивной толщи отбор керна производится сплошным отбором до полного прекращения признаков УВ.

Шлам отбирается в количестве 200-300 граммов для литологического анализа. Необходимо предусмотреть подготовку небольших – 50 г отмытых, сухих образцов для коллекции и для оперативного предоставления Заказчику.

При отборе шлама и его привязки к разрезу скважины, необходимо учитывать время отставания подъёма шлама из скважины и вносить соответствующие поправки.

Шлам будет отбираться через 20 метров в меловой толще, из продуктивной части разреза - через каждые 10 метров проходки. В случае нефтегазопроявлений предусмотреть отбор грунтов со стенок скважины и шлама через каждый 1 м.

Шлам пакуется в специальные мешочки, которые этикируются (на этикетке указываются: название площади, № скважины, глубина с учётом поправки на отставание, № образца).

Отобранный шлам по необходимости направляется в лаборатории на анализы и в кернохранилище для хранения. По результатам макроописаний шлама и керна составляется шламо-кернограмма.

Рекомендуемые проектные интервалы отбора керна в проектируемых скважинах КМ-17, КМ-18, КМ-19, КМ-20, КМД- 1, КМД-2, КМД- 4, КМД-5 приведены в таблице 5.7.1.

**Таблица 5.7.1 - Проектные интервалы отбора керна по проектируемым скважинам КМ-17, КМ-18, КМ-19, КМ-20, КМД- 1, КМД-2, КМД- 4, КМД-5**

№ скважины	Возраст отложений	Интервал отбора керна, м	Проходка, м	Отбор шлама
КМ-17	J	1080-1100	20	Частота отбора шлама - каждый 20 м в терригенной толще
		1130-1150	20	
<b>Итого</b>			<b>40</b>	
КМ-19	J	1070-1090	20	
		1110-1130	20	
<b>Итого</b>			<b>40</b>	
КМ-18	J	1060-1080	20	
		1105-1125	20	
<b>Итого</b>			<b>40</b>	
КМ-20	J	1080-1100	20	
		1120-1140	20	
<b>Итого</b>			<b>40</b>	
КМД-1	J	1090-1110	20	
		1150-1170	20	
<b>Итого</b>			<b>40</b>	
КМД-2	J	1110-1130	20	
		1160-1180	20	
<b>Итого</b>			<b>40</b>	
КМД-4	J	1080-1100	20	
		1130-1150	20	
<b>Итого</b>			<b>40</b>	
КМД-5	J	1060-1080	20	

		1100-1120	20
		<b>Итого</b>	<b>40</b>
			<b>Всего: 320 м</b>

*Примечание:* Объем и интервал отбора керна и шлама в процессе бурения будет корректироваться геологической службой Заказчика по результатам данных ГТИ и на усмотрение участкового геолога

### 5.7.2 Геофизические и геохимические исследования

Геофизические и геохимические исследования, предусмотренные в настоящем проекте, включают в себя постоянный контроль установкой станции геолого-технологического контроля (ГТИ) и выполнение обязательного комплекса промыслово-геофизических исследований. Комплекс ГИС включает электрометрические, акустические, радиометрические методы исследований, а также газовый каротаж, геохимические исследования и отбор проб флюидов.

После спуска и цементировки колонн предусматривается оценка качества цементирования акустическим методом. Прострелочно-взрывные работы производятся с помощью перфораторов на НКТ, с привязкой их по ГК по глубине к интервалу вскрытия объекта, а контроль результатов перфорации - локатором муфт.

Общие геофизические исследования выполняются по всему разрезу, вскрытому бурением. Они обеспечивают:

- определение пространственного положения и технического состояния скважины;
- выделение стратиграфических реперов и разделение разреза на литолого-стратиграфические комплексы;
- привязку интервалов отбора керна по глубине;
- привязку по глубине интервалов перфорации, материалов геофизических исследований в обсаженных скважинах.

Детальные исследования ГИС в скважинах выполняются в перспективных на нефть и газ интервалах. В комплексе с материалами других видов исследований и работ (опробование, керновые данные и др.) они обеспечивают:

- расчленение изучаемого разреза на пласты толщиной до 0,4 м, привязку пластов по глубине;
- детальную литологическую характеристику каждого пласта, выделение коллекторов всех типов (поровых, трещинных, каверновых и смешанных) и определение их параметров – коэффициентов глинистости, общей и эффективной пористости, проницаемости;
- разделение коллекторов по характеру насыщенности на продуктивные и водоносные, а продуктивных – на газо- и нефтенасыщенные;
- определение положений межфлюидных контактов, границ переходных зон, эффективных газо- и нефтенасыщенных толщин.

После проведения комплекса ГИС в скважине Заказчику выдается оперативная информация, а после проведения полной обработки – окончательный результат с рекомендациями по выбору объектов для испытания на притоки УВ.

Технологический контроль и описание образцов шлама под бинокулярным микроскопом будет регистрироваться с первой спускоподъемной операции до забоя.

В процессе бурения каждой скважины комплекс методов ГИС должен уточняться в зависимости от результатов проводки скважины и состава поступающего пластового флюида.

В случае получения отрицательного результата, противоречащего промыслово-геофизическому заключению, в скважине необходимо выполнить комплекс ГИС-контроля.

В случае обнаружения промышленных скоплений УВ должна рассматриваться целесообразность применения полного акустического сигнала (DSI), ядерно-магнитного резонанса (CMR), микросканера (FMI).

В таблице 5.7.2.1 приведены планируемый комплекс геолого-геофизических исследований, который необходимо проводить в проектируемой скважине, а также рекомендуемые методы, которые будут проводиться по мере необходимости.

Таблица 5.7.2.1 - Планируемый комплекс ГИС в проектируемых скважинах глубиной 1200+250 м

№№ п/п	Наименование исследования	Масштаб записи	Интервалы исследования, м	
			От (верх)	до (низ)
1	3	4	5	6
1	ГТИ	-	10	1200
2	Общие исследования: КС, ПС, ГК, АК, АКЦ, профилометрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия.	1:500	400	1200
3	<i>Детальные исследования:</i> БКЗ, ПС, ИК (ВИКИЗ), БМК, МКЗ, ГК, СГК, НК, ГГК-П, АК, резистивиметрия, профилометрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия. Широкополосный акустический каротаж (Sonic Scanner), литоплотностной каротаж. <i>Дополнительные методы:</i> FMI - высокоразрешающий электр. скважинный имиджер; RCS, MDT- модульный динамический испытатель пластов на кабеле; ЯМР- ядерно-магнитный каротаж или их аналоги.	1:500 1:200	800	1200
4	АКЦ с ФКД, СГДТ, термометрия, ГК, ЛМ (локатор муфт)	1:500	В интервалах спуска колонн	
5	При испытании пластов провести комплекс ГИС-контроль: плотнометрия (ПЛ), влагометрия (ВЛ), СТД, РГД, РИС, ГК, ЛМ, манометр (МН)	1:500 1:200	в интервалах опробования пластов	

### 5.7.3 Опробование и испытание перспективных горизонтов

В процессе бурения проектируемой скважине основное внимание уделяется выяснению перспектив нефтегазоносности и получению коммерческих притоков нефти и газа. Вскрытие возможно продуктивных горизонтов в процессе бурения производится при параметрах промывочной жидкости, соответствующих геологическим условиям и максимально снижающим неблагоприятные последствия кольматации призабойной зоны шламом, затрудняющей и осложняющей испытание пластов на продуктивность. Поэтому, параметры промывочной жидкости, технические средства очистки ее от выбуренных пород и шлама, предусмотренные геолого-техническим нарядом, должны строго соблюдаться и контролироваться.

Оценка перспективности вскрытого разреза в отношении нефтегазоносности производится геологической службой на основании комплекса наблюдений, проведенных в процессе бурения скважины, а именно: газопоказаний по данным станции геолого-технологического контроля, признаков нефти в керне и шламе, нефтегазопроявлений и разгазирования промывочной жидкости, результатов отбора пластовых флюидов и материалов комплексной интерпретации промыслово-геофизических исследований.

Конкретные интервалы опробования в эксплуатационной колонне должны быть уточнены по данным ГИС и включены в план опробования и испытания.

После спуска и цементирования эксплуатационной колонны проводятся подготовительные работы: установка крестовины фонтанной арматуры, спуск НКТ до искусственного забоя (все НКТ и переводники должны быть прошаблонированы), промывка скважины водой, сбор тестовой системы, а затем опрессовка фонтанной аппаратуры с эксплуатационной колонной в соответствии с типовой схемой.

В процессе испытания продуктивных горизонтов производится полный комплекс исследований, характеризующих производительность скважины на различных режимах, начальные пластовые давления и температуру, забойные и устьевые давления, изменения

поступлений флюидов (нефти, газа, воды) при смене штуцера и т.п. По результатам исследований строится индикаторная диаграмма, кривая восстановления давления и другие расчеты.

В зависимости от полученного характера притока флюида испытание скважины производится методом установившихся или неустановившихся отборов.

В случае фонтанирования производится испытание на 3-х режимах с замерами забойного и пластового давления, температуры, с отбором поверхностных и глубинных проб нефти и газа.

Разобщающие мосты в процессе испытания скважин устанавливаются для изоляции нижележащего объекта (испытание которого закончено) при переходе на испытание вышележащих. После ОЗЦ (перед перфорацией очередного объекта) установленный мост испытывается на герметичность путем снижения гидростатического столба промывочной жидкости на величину, большую заданной депрессии при испытании следующего объекта.

До испытания на герметичность и после него мост должен быть проверен на прочность путем передачи на него нагрузки насосно-компрессорных труб со специально оборудованным низом.

При получении промышленных притоков нефти и газа проводится пробная эксплуатация, после которой скважина консервируется.

Вскрытие возможно продуктивных горизонтов производится на глинистом растворе при параметрах, соответствующих геологическим условиям проводки скважин. Для предотвращения возможного флюидопроявления необходимо иметь запас бурового раствора не менее одного объема скважины.

Исследования на приток при фонтанирующих объектах производятся методом установившихся отборов. При не фонтанирующих объектах проводится прослеживание уровня до достижения статического уровня.

Производятся замеры устьевых и забойных давлений, отбор глубинных проб нефти и газа. Изоляцию объектов производить установкой цементных мостов или взрыв-пакетов.

Изменение проектных параметров опробования и испытания может быть изменено геологической службой по фактическим данным.

В эксплуатационных колоннах предусматривается испытание: 16 объектов мезозойской толщи в скважинах: КМ-17, КМ-18, КМ-19, КМ-20, КМД-1, КМД-2, КМД-4, КМД-5 приуроченных к юрским отложениям (таблица 5.7.3.1).

Таблица 5.7.3.1 - Проектные интервалы испытания в эксплуатационной колонне по проектируемым скважинам КМД-1, КМД-2, КМД-4, КМД-5, КМ-17, КМ-18, КМ-19, КМ-20

№№ скв.	Возраст	Интервал испытания, м	Количество объектов
1	2	3	4
КМ-17	J	1090-1110	1
		1140-1160	1
<b>ВСЕГО:</b>			<b>2</b>
КМ-19	J	1080-1100	1
		1120-1140	1
<b>ВСЕГО:</b>			<b>2</b>
КМ-18	J	1070-1090	1
		1115-1135	1
<b>ВСЕГО:</b>			<b>2</b>
КМ-20	J	1090-1110	1
		1130-1150	1
<b>ВСЕГО:</b>			<b>2</b>
КМД-1	J	1100-1120	1
		1160-1180	1
<b>ВСЕГО:</b>			<b>2</b>
КМД-2	J	1120-1140	1
		1170-1190	1

		<b>ВСЕГО:</b>	<b>2</b>
<b>KMD-4</b>	J	1090-1110	1
		1140-1160	1
		<b>ВСЕГО:</b>	<b>2</b>
<b>KMD-5</b>	J	1070-1090	1
		1110-1130	1
		<b>ВСЕГО:</b>	<b>2</b>
		<b>ИТОГО:</b>	<b>16</b>

Ближайшим и наиболее изученным аналогом проектного северного участка является месторождение Каратурун Морской, по которому получены достоверные промыслово-геологические данные, включая результаты бурения, испытаний пластов и лабораторных исследований нефти и газа. Сходство геологического строения, коллекторских свойств, флюидонасыщенности и условий разработки позволяет использовать параметры продуктивности юрских отложений данного месторождения в качестве аналога.

В с этим в таблице 5.7.3.2 приведены прогнозируемые дебиты нефти, ее газосодержание и плотность в юрских отложениях, характерные для юрских залежей, открытых на месторождении Каратурун Морское.

Таблица 5.7.3.2 - Прогнозируемые дебиты нефти, плотности и газосодержания нефти

<b>Скважины</b>	<b>КМ-17, КМ-18, КМ-19, КМ-20, KMD-1, KMD-2, KMD-4, KMD-5</b>
<b>Геологический возраст ожидаемых продуктивных горизонтов</b>	J
<b>Ожидаемые параметры</b>	дебит нефти – 30 т/сут, плотность нефти – 0,85 кг/м <sup>3</sup> газосодержание – 41,36 м <sup>3</sup> /т

#### 5.7.4 Лабораторные исследования

В соответствии с задачами разведочного бурения, а также на основе прогнозируемого выноса керна и ожидаемого количества нефтегазоносных объектов, определены объемы лабораторных исследований керна и пластовых флюидов.

Образцы пород шлама подлежат комплексному лабораторному изучению с целью установления их стратиграфической принадлежности, литолого-фациальных особенностей, а также физических и фильтрационно-ёмкостных свойств пород.

Для этого предусматривается проведение следующих видов исследований: определение удельного веса, пористости, проницаемости, карбонатности, гранулометрического состава, удельного электрического сопротивления горных пород, а также палеонтологические и петрографо-минералогические исследования.

Планируется выполнение полного анализа нефти, газа и пластовой воды, отобранных в процессе испытания пластов-коллекторов, включая определение углеводородного состава. В пробах нефти предусматривается определение содержания смол, асфальтенов, парафинов, тяжелых углеводородов и химических элементов.

Более точное количество отбора образцов проб флюидов решается геологической службой Недропользователя как в процессе бурения, так и при освоении продуктивных коллекторов. Геологической службой также осуществляется наблюдение и контроль за выполнением работ по отбору проб флюидов в колонне.

Виды и объемы лабораторных исследований керна и флюидов приводятся в таблице 5.7.4.1. Анализы будут производиться в научно-исследовательских лабораториях и результаты будут предоставляться Заказчику в виде отчетов и заключений.

Таблица 5.7.4.1 – Виды и объемы лабораторных исследований керна и флюидов

№ п/п	Наименование работ	Единица измерения	Объем работ
1	Полный минералогический анализ пород	Образец	10
2	Определение карбонатности	Образец	10
3	Определение гранулометрического состава	Образец	10
4	Микроскопический анализ шлифов	Образец	10
5	Определение пористости и плотности	Образец	15
6	Определение проницаемости	Образец	15
7	Определение нефтегазонасыщенности	Образец	15
8	Комплексное исследование глубинных проб пластового флюида рекомбинированных проб (PVT)	Проба	2
9	Анализ пластовой воды	Проба	4
10	Полный анализ поверхностных проб нефти	Проба	4

*Примечание: отбор образцов пород и нефти будет корректироваться геологической службой Заказчика.*

## **6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ**

На участке «Каратурун Морской» на этапе разведочных работ попутные поиски вод для хозяйственно-питьевого, технического и мелиоративного водоснабжения, минеральных и термальных вод, а также твердых полезных ископаемых, цветных и редких металлов, строительных материалов и различных видов сырья не предусматриваются.

## 7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ПОИСКОВОГО БУРЕНИЯ

При бурении скважины должна постоянно вестись геологическая документация от начала до завершения их строительства.

К документам, предшествующим бурению скважин, относятся:

- Акты о заложении скважины с выкопировкой из структурной карты, проектным геолого-геофизическим профилем, на которых обозначено местоположение скважин;
- геолого-технический наряд;
- акт о переносе проектной скважины в натуру.

На бурящуюся скважину заводится «Дело-документы», включающее в себя:

- журнал описания керна и шлама;
- журнал регистрации образцов, отобранных на различные виды анализов с указанием организации исполнителя, времени отправления образцов, папка с результатами всех видов анализов керна, воды, нефти, газа;
- геолого-технический журнал, отражающий условия проводки скважины, изменение режима бурения, параметров промывочной жидкости, интервалы поглощений, обвалов, газопроявления.

Перечень документов, входящих в состав дела скважины, должен включать все виды первичной документации, отражающий процесс бурения и опробования скважины.

По завершении работ на основе систематизации и анализа геолого-геофизической информации, интерпретации материалов ГИС, обобщения данных лабораторных исследований керна и пластовых флюидов, результатов промысловых исследований, а также учета технико-технологических условий проводки скважин будут получены уточненные данные о геологическом строении объекта и выполнена оценка запасов нефти и газа.

Виды и объемы, планируемых исследовательских работ показаны в таблице 7.1

**Таблица 7.1 - Основные показатели проектируемых работ в скважинах КМ-17, КМ-18, КМ-19, КМ-20, КМД-1, КМД-2, КМД-4, КМД-5**

№ п/п	Виды работ	Единицы измерения	Объем работ по проекту
1	2	3	4
1	Объем бурения	пог. м	9 600
2	Количество скважин	скв.	8
3	Отбор керна	пог. м	320
4	ГИС	пог. м	9 600
5	Опробование:		
	- в колонне	объект	16
	- в процессе бурения	объект	-
6	Лабораторные исследования:		
	- керна	образец	30
	- флюидов	проба	10*

Примечание: \*-количество отбора проб будет утоняться в процессе бурения скважины бурения скважины

## 8. ТРЕБОВАНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ

В соответствии с пунктом 2 статьи 126 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», ликвидация последствий недропользования осуществляется:

1) на участке недр, право недропользования по которому прекращено, за исключением случаев, предусмотренных [подпунктами 2\) и 3\) пункта 4 статьи 107](#) настоящего Кодекса;

2) на участке недр (его части), который (которую) недропользователь намеревается вернуть государству в порядке, предусмотренном [статьей 114](#) настоящего Кодекса.

Финансирование работ, связанных с ликвидацией или консервацией объекта, осуществляется за счет средств ликвидационного фонда.

Согласно пунктам 6 и 7 указанной статьи, исполнение недропользователями обязательства по ликвидации последствий недропользования в области углеводородов обеспечивается залогом банковского вклада, за исключением недропользователей, проводящих разведку углеводородов на море.

Банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий разведки, формируется посредством взноса денег в размере суммы, определенной в проекте поисковых работ на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий разведки углеводородов, до начала проведения операций, предусмотренных проектной документацией.

Право контроля, ответственность за своевременное и качественное проведение работ по ликвидации скважины, охрану недр и рациональное использование природных ресурсов, возлагаются на пользователя недр.

Ликвидация последствий деятельности недропользования по углеводородам проводится в соответствии с утвержденным недропользователем и получившим положительные заключения экспертиз проектом ликвидации недропользования.

Ликвидация последствий недропользования проводится: на участке, по которому прекращено право недропользования, на участке недр, который недропользователь намеревается возратить государству.

Обязательной является ликвидация скважин, которые подлежат ликвидации по техническим или геологическим причинам и не могут быть использованы в иных целях в соответствии с проектами, реализуемыми в период разведки и добычи.

Финансирование работ по ликвидации и консервации всех видов деятельности недропользования по углеводородам осуществляется за счет средств недропользователя.

Стоимость материалов, техники и услуг определяется исходя из текущих расценок услугодателей, работающих на рынке услуг.

Ниже приводятся нормативы затрат рабочего времени работников и спецтехники по видам работ при ликвидации.

Расчет произведен согласно Приложению к приказу МЭ РК №27-н/к **«Об утверждении нормативно-технического документа по методике расчета размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования по углеводородам»**.

Сметная стоимость ликвидации одной скважины приведена в таблице 8.2. Все произведенные экономические расчеты являются плановыми.

Таблица 8.1 - Стоимость бригады при ликвидации скважин

№ № п.п.	Наименование затрат	Един. изм.	Ставка, тенге
1	Оплата труда бригады по ФЛС	час	18 585
2	Соц. Налог +соц. Страх 9,9%	час	2 494
3	Дизтопливо - силовой блок	час	1 830
4	Моторные и смазывающие масла	час	362
5	Стоимость суточных материалов и запасных частей к силовому оборудованию в процессе их эксплуатации	час	2 100
6	Содержание силового оборудования и инструмента (включает затраты на транспортировку, связанные с проведением текущего ремонта, тех. обслуживания, доставкой на базу БПО и т.д.)	час	3 404
7	Амортизационный износ подъёмника, оборудования, НКТ, бурильных труб, вагон-домиков и прочих ОС.	час	2 795
8	Сырьё и материалы	час	5 400
9	Геофизические работы	час	0
10	Транспортировка материалов, оборудования и работа спецтехники	час	5 229
11	Транспортировка вахт	час	577
12	Дефектоскопия труб и оборудования	час	1 341
13	э/энергия	час	598
14	Расходы по охране окружающей среды	час	32
15	Расходы по охране труда ТБ и ЧС	час	370
16	Приобретение СИЗ и противопожарного инвентаря	час	346
17	Услуги РГКП военизированного отряда «Ак-Берен»	час	198
18	Радио и спутниковая связь	час	85
19	Водопотребление холодной воды	час	69
20	Расходы на обязательное страхование	час	93
21	Налог на имущество	час	336
22	Плата за загрязнение окружающей среды	час	124
	<b>Итого прямые затраты</b>		<b>46 368</b>
23	Накладные расходы - 30%	%	0
24	Плановые накопления - 8%	%	4844,24
	<b>Итого с учётом накладных расходов и плановых накоплений</b>		<b>51 212</b>
	<b>Всего стоимость 1-го бригада-часа, тенге</b>		<b>51 212</b>

**Таблица 8.2 - Расчет стоимости ликвидации одной скважины и продолжительность ликвидационных работ**

№№ п/п	Намечаемые работы	Продолжительность ликвидации, час	Стоимость работы 1 бр/час, тенге	Стоимость ликвидации одной скважины, тенге
1.	Продолжительность переезда и монтажа подъемного оборудования	30	51 212,24	1 536 367,20
2.	Продолжительность монтажа рабочей площадки	12,09	51 212,24	619 155,98
3.	Продолжительность проверки оборудования пусковой комиссией	2	51 212,24	102 424,48
4.	Продолжительность подъема подземного оборудования	20,62	51 212,24	1 055 996,39
5.	Продолжительность промывки песка	18	51 212,24	921 820,32
6.	Продолжительность закачки цементного раствора	5,4	51 212,24	276 546,10
7.	Продолжительность опрессовки эксплуатационной колонны	12	51 212,24	614 546,88
8.	Продолжительность подъема насосно-компрессорных труб	18,72	51 212,24	958 693,13
9.	Продолжительность установки тумбы	8	51 212,24	409 697,92
10.	Продолжительность демонтажа подземного оборудования	6	51 212,24	307 273,44
11.	Продолжительность утилизации технологической жидкости из емкости	4,4	51 212,24	225 333,86
	<b>Итого</b>	<b>137,23</b>		<b>7 027 855,70</b>

**Таблица 8.3 - Затраты на материалы при ликвидации скважины**

№№	Наименование	Стоимость за 1 т, тенге	Количество, т	Сумма, тенге
1	Цемент	70 000	7	490 000

### **Затраты на рекультивацию земли**

При расчете стоимости рекультивации земель учтены только земельные участки, отведенные под бурение проектных скважин.

Перед технической рекультивацией земельных площадей, отведенных под бурение скважин, необходимо провести анализ и оценку состояния земельных участков (орогидрографии, флоры, фауны, загрязнения земельных площадей углеводородами и другими отходами) относительно начального состояния.

Площадь земли, подлежащая технической рекультивации после ликвидации скважины, определяется размерами земельного отвода скважины.

Общее время рекультивации составляет 36 часов на 1 скважину.

Работы по *технической рекультивации* земли необходимо проводить в следующей последовательности:

- демонтировать сборные фундаменты и вывезти для последующего использования;
- разобрать монолитные бетонные фундаменты и площадки и вывезти их для использования при строительстве дорог и других объектов;
- очистить участок от металлолома и других материалов;

- снять загрязненные грунты, обезвредить их и вывезти на полигон промышленных отходов;
- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
- нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят (с планировкой территории).

Таблица 8.4– Затраты на техническую рекультивацию 1м<sup>3</sup> рекультивируемого грунта

№№ п.п.	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость, тенге
1	Снятие, вывоз и утилизация загрязненного грунта	м <sup>3</sup>	1	26 200
2	Сборка. Резка и вывоз металлолома и др. пром. отходов	т	1	15 000
3	Завоз чистого грунта на подготовленную поверхность. Отсыпка, перемещение и планировка территории площадки	м <sup>3</sup>	1	3 300
	<b>Итого расходы на техническую рекультивацию 1м<sup>3</sup> рекультивируемого грунта</b>			<b>44 500</b>

Таблица 8.5 - Затраты на техническую рекультивацию нарушенных земель

№№ п.п.	Наименование	Площадь рекультивируемых земель, м	Глубина технической рекультивации земель, м	Затраты на техническую рекультивацию 1 м <sup>3</sup> рекультивируемого грунта, тенге	Итого, тенге
1	Затраты на техническую рекультивацию нарушенных при разработке месторождения земель	100	0,3	44 500	1 335 000

Таблица 8.6 - Сводная таблица затрат на ликвидацию

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Сумма в тенге
1	2	3	4
1	Ликвидация 1 проектной скважины	тенге	<b>7 027 856</b>
2	Затраты на материалы		<b>490 000</b>
3	Рекультивация земли вокруг 1 скважины	тенге	1 335 000
	Всего	тенге	<b>8 852 856</b>

*Таким образом, затраты по ликвидации независимой скважины на период реализации данного проекта составляет 8 852 856 тенге.*

## 9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

### 9.1 Охрана атмосферного воздуха

Качественное состояние атмосферного воздуха в районе проведения поискового бурения на контрактном участке «Каратурун Морской» зависит от компонентного состава вредных выбросов, производимых, в основном, в процессе бурения и крепления скважин. Источниками таких выбросов являются основные установки и агрегаты, обеспечивающие производственный процесс (организованные источники) и временно привлекаемые агрегаты (неорганизованные источники).

В целях контроля состояния компонентов окружающей среды в районе проводимого поисково-разведочного бурения и предупреждения их изменения вследствие техногенного воздействия на буровых площадках должен осуществляться производственный мониторинг окружающей среды по согласованной в установленном порядке программе Подрядной буровой компанией.

Одновременно с отбором проб атмосферного воздуха необходимо фиксировать данные о метеопараметрах – направлении и скорости ветра, температуре воздуха, давлении, влажности, особых явлениях природы (при наличии таковых).

Для сохранения нормативного качества атмосферного воздуха и минимизации уровня воздействия бурения и испытания скважин на атмосферу (воздух) необходимо выполнить следующие технические и организационные мероприятия:

- осуществлять контроль и соблюдение нормативов на выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;
- разработать и выполнять мероприятия по снижению вредных выбросов в периоды неблагоприятных метеорологических условий;
- разработать и выполнить мероприятия по снижению вредных выбросов в атмосферу на основе оптимизации технологического цикла бурения и испытания скважин;
- определить параметры организованных источников выбросов, обеспечивающих минимальные приземные концентрации вредных веществ в атмосфере;
- размещать производственные и жилые объекты с учётом условий рассеивания в атмосфере выбрасываемых вредных веществ, обеспечивающих минимальные приземные концентрации;
- исключить случайные и аварийные разливы нефтепродуктов;
- оборудовать емкости для хранения нефтепродуктов дыхательной арматурой;
- максимально использовать буровое и технологическое оборудование с электрическим приводом;
- предотвращать выбросы нефти при вскрытии продуктивных горизонтов при бурении скважин созданием противодействия столба бурового раствора в скважине, превышающего пластовое давление, установкой на устье скважин противовыбросового оборудования;
- осуществлять мониторинг атмосферного воздуха.

Расположение бурового комплекса на значительном удалении от населенных пунктов, высокая рассеивающая способность атмосферы района, предусмотренные проектом мероприятия по защите атмосферы от загрязнения, позволяют оценить воздействие на атмосферный воздух на этапе проходки скважины как незначительное.

## 9.2 Охрана и рациональное использование земельных ресурсов

По почвенно-географическому районированию объекты бурения располагаются на землях пастбищного предназначения.

Согласно Земельному Кодексу, охрана земель включает систему правовых, организационных, экономических, технологических и других мероприятий, направленных на охрану земли как части окружающей среды, рациональное использование земель, предотвращение необоснованного изъятия земель из сельскохозяйственного и лесохозяйственного оборота, а также на восстановление и повышение плодородия почв.

Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов должны предусматривать использование земельного участка в соответствии с целевым назначением, то есть:

- проведение проектируемых работ строго в пределах отведённого земельного участка;
- движение автотранспорта только по существующим или временно проложенным автодорогам;
- своевременное проведение рекультивации нарушенных земель, восстановление их плодородия и других полезных свойств и вовлечение их в хозяйственный оборот.

Применение природоохранных технологий производства для исключения причинения вреда окружающей природной среде и ухудшения экологической обстановки в результате хозяйственной деятельности предусматривает:

- использование передовых технологий и современного оборудования;
- использование экологически безопасных химических реагентов и материалов;
- соблюдение технологических режимов и исключение аварийных выбросов и сбросов;
- исключение утечек ГСМ;
- строгий контроль герметизации оборудования.

Необходимо регулярно осуществлять мониторинг почв в целях предотвращения развития деградационных процессов в результате техногенного воздействия.

При отрицательных результатах бурения скважины ликвидируются. Структура и состав проектной документации по ликвидации скважины будут определены в соответствии с действующими нормативными требованиями и включают разделы по ликвидации и консервации скважины, предусмотренные «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» (приказ МЭ РК № 200 от 22.05.2018 г).

Работы по ликвидации скважины с учетом результатов проверки её технического состояния будут проводиться по Планам изоляционно-ликвидационных работ, обеспечивающим выполнение проектных решений, а также мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей среды, согласованных с территориальным подразделением уполномоченного органа в области промышленной безопасности.

При ликвидации скважины ствол ее заполняется буровым раствором удельного веса, на котором велось вскрытие возможно продуктивной толщи.

Цементные мосты или пакеры устанавливаются против проницаемых горизонтов и на устье скважины.

После завершения всех работ на площади, в соответствии с Земельным Кодексом Республики Казахстан, № 442-ІІ от 20 июня 2003 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2022 г.) недропользователем оформляется акт о передаче восстановленной земли землевладельцу.

### 9.3 Охрана поверхностных и подземных вод

Бурение является экологически опасным видом работ, отрицательное воздействие которого на природную среду чаще всего обусловлено буровыми и техногенными отходами. При этом также происходит загрязнение горизонтов подземных вод веществами и химическими реагентами, используемыми при проходке скважин; происходит загрязнение недр в результате внутрислоевых перетоков.

При строительстве (бурении и эксплуатации) нефтяных скважин основными источниками загрязнения грунтов, которые, в свою очередь, могут стать потенциальными источниками загрязнения подземных вод, являются:

- блок приготовления и химической обработки бурового и цементного растворов (гидроциклон, вибросито);
- циркуляционная система;
- насосный блок (охлаждение штоков насосов, дизелей);
- устье скважины;
- запасные емкости для хранения промывочной жидкости;
- емкости для хранения нефти;
- вышечный блок (обмыв инструмента, явление сифона при подъеме инструмента);
- отходы бурения (шлам, сточные воды, буровой раствор);
- отходы технологического процесса испытания скважин;
- емкости горюче-смазочных материалов;
- двигатели внутреннего сгорания;
- химические вещества, используемые для приготовления буровых и тампонажных растворов;
- топливо и смазочные материалы;
- хозяйственно-бытовые сточные воды;
- твердые бытовые отходы;
- продукты аварийных выбросов скважин (пластовые флюиды, тампонажные смеси);
- не герметичность колонн, обсадных труб, фонтанной арматуры;
- задвижки высокого давления;
- закупорка пласта при вторичном вскрытии;
- прорыв пластовой воды;
- разлив нефти.

Снижение техногенной нагрузки и предотвращение загрязнения подземных вод обеспечивается реализацией следующих мероприятий.

Бурение и освоение скважин должны проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа, потерь нагнетаемой воды.

Испытание скважин не должно производиться при нарушении герметичности эксплуатационных колонн, отсутствии цементного камня за колонной, пропусками фланцевых соединений и так далее.

Необходимым условием применения химических реагентов при бурении и испытании скважин является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химических реагентов для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть.

Необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной, или не проверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение хода основного процесса, не герметичность эксплуатационных колонн.

При закачке в пласт ингибиторов во избежание их разлива используется только специализированная техника.

Освоение скважин после бурения следует производить при оборудовании устья скважин герметизирующим устройством, предотвращающим разлив жидкости, открытое фонтанирование.

Если в процессе испытания скважин появляются признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов.

Запрещается сброс пластовой воды на дневную поверхность, закачка в подземные горизонты, приводящие к загрязнению подземных вод, а также слив жидкостей, содержащих сероводород, в открытую систему канализации без нейтрализации.

Захоронение жидких отходов производства, сброс сточных вод регламентируется в соответствии Кодексом РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27 декабря 2017 года

Запрещается размещение на территории объектов шламовых амбаров.

#### 9.4 Охрана недр

В соответствии с Кодексом РК «О недрах и недропользовании», №125-VI от 27 декабря 2017 года, охрана недр осуществляется обеспечением:

- полноты опережающего геологического изучения недр для достоверной оценки величины и структуры запасов углеводородов, месторождений и участков недр, предоставляемых для проведения операций по недропользованию;
- рационального и экономически эффективного использования ресурсов недр на всех этапах проведения операций по недропользованию;
- полноты извлечения из недр полезных ископаемых;
- ведения достоверного учета запасов и добытых углеводородов, попутных компонентов;
- предотвращения накопления промышленных и бытовых отходов на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод, используемых для питьевого или промышленного водоснабжения;
- предотвращение загрязнения недр при подземном хранении углеводородов или иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов;
- соблюдения установленного порядка приостановления, прекращения операций по недропользованию, ликвидации последствий недропользования, консервации участков недр, а также ликвидации и консервации отдельных технологических объектов;
- экологических и санитарно-эпидемиологических требований при складировании и размещении отходов;
- максимальное использование сырого газа путем его переработки с целью получения стратегически важных энергоносителей либо сырьевых ресурсов для нефтехимической промышленности и сведения до минимума ущерба окружающей среде.

Работы по освоению месторождений должны проводиться на высоком технико-экономическом уровне, с использованием всех достижений науки и техники. При этом играет роль не только технология бурения, но и организация работ. Так, в большинстве случаев, открытые водонефтяные фонтаны, как правило, происходят из-за нарушений исполнителями правил ведения работ. С целью предотвращения образования межпластовых перетоков следует обратить особое внимание на качество цементирования.

Проведение буровых операций, с учетом требований нормативной базы Республики Казахстан, должно осуществляться с соблюдением таких мероприятий, как:

- обязательность монтажа сертифицированного противовыбросового оборудования (ПВО) для предотвращения выбросов, открытого фонтанирования;

- обязательность учета особенностей геологического строения при расчёте конструкций скважины;
- разработка плана ликвидации возможных осложнений в процессе бурения скважины и мероприятий, направленных на предупреждение причин, снижающих надёжность скважины;
- обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- обеспечение надёжной изоляции нефтяных, газовых и водоносных интервалов друг от друга высоким качеством цементажа;
- использование технологического оборудования, отвечающего требованиям международных стандартов;
- выполнение противокоррозионных мероприятий;
- применение экологически безопасных сертифицированных компонентов бурового и цементного растворов.

Соблюдение нормативных требований и выполнение разработанных мероприятий, обеспечивающих минимизацию техногенного воздействия на недра и окружающую среду, обеспечивают сохранение естественного экологического равновесия.

Оценка воздействия на окружающую среду на период разведочных работ по поиску углеводородов на участке «Каратурун Морской» в виде ориентировочных значений показателей объёмов выбросов ЗВ в атмосферу от технологического оборудования, ориентировочных объёмов водопотребления и водоотведения, отходов производства и потребления представлены в проекте РООС/ОВОС к «Проекту разведочных работ по поиску углеводородов в юрских отложениях Северной части участка Каратурун Морской» согласно контракту №793 от 02.11.2001 г.».

## 10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Согласно Контракту на разведку на участке «Каратурун Морской», продолжительность геологоразведочных работ составляет 6 лет (15.12.2020 -15.12.2026 гг.).

Продолжительность бурения разведочной скважины принята исходя из опыта бурения ранее пробуренных поисковых скважин на контрактной и на соседних территориях.

Продолжительность бурения и испытания проектных интервалов скважин №№ КМ-17, КМ-18, КМ-19, КМ-20, КМД-1, КМД-2, КМД-4, КМД-5 проектными глубинами каждая по 1200 м составляет 200 суток:

- строительно-монтажные и подготовительные работы к бурению, демонтаж – 8 суток;
- бурение, крепление и проведение ГИС – 25 суток;
- испытание в эксплуатационной колонне двух объектов по 80 суток - 160 суток каждый.

Ликвидация или (консервация) скважин, рекультивация земель - 7 суток.

В таблице 10.1 приведена информация о планируемых сроках бурения скважин

№№ КМ-17, КМ-18, КМ -19, КМ -20, КМД-1, КМД-2, КМД-4, КМД-5 с проектной глубиной 1200 м.

**Таблица 10.1 - Информация о сроках бурения проектных скважин КМ-17, КМ-18, КМ-19, КМ-20, КМД-1, КМД-2, КМД-, КМД-5**

№ п/п	№ скважины	Проектная глубина по каротажу, м	Предполагаемые сроки бурения	
			Начало бурения	Окончание бурения
1	2	3	4	5
1.	КМ-17 (независимая)	1200+250	II кв. 2026г.	III кв. 2026 г.
2.	КМД-1 (зависимая)	1200+250	II кв. 2026г.	III кв. 2026 г.
3.	КМД-2(зависимая)	1200+250	II кв. 2026г.	III кв. 2026 г.
4.	КМД-4(зависимая)	1200+250	II кв. 2026г.	III кв. 2026 г.
5.	КМД-5(зависимая)	1200+250	II кв. 2026г.	III кв. 2026 г.
6.	КМ-18(зависимая)	1200+250	II кв. 2026г.	III кв. 2026 г.
7.	КМ-19 (зависимая)	1200+250	II кв. 2026г.	III кв. 2026 г.
8.	КМ-20 (зависимая)	1200+250	II кв. 2026г.	III кв. 2026 г.

*Примечание: испытание зависимых скважин КМД-1, КМД-2, КМД-4, КМД-5, КМ-18, КМ-19, КМ-20 зависит от результатов бурения скважины КМ-17.*

**Таблица 10.2 - Данные по испытанию объектов в эксплуатационной колонне**

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта, м	
		От (верх)	До (низ)
1	2	3	4
КМ-17 (J)	I	1140	1160
	II	1090	1110
КМ-19 (J)	I	1120	1140
	II	1080	1100
КМ-18 (J)	I	1115	1135
	II	1070	1090
КМ-20 (J)	I	1130	1150
	II	1090	1110
КМД-1(J)	I	1160	1180
	II	1100	1120
КМД-2(J)	I	1170	1190
	II	1120	1140
КМД-4(J)	I	1140	1160
	II	1090	1110
КМД-5(J)	I	1110	1130
	II	1070	1090

*Примечание:* Глубина залегания интервалов испытания будут корректироваться по результатам ГИС; Интервалы испытания и количество отверстий на 1 п. м уточняются после проведения окончательного ГИС.

**Таблица 10.3 - Ориентировочный расчет сжигания газа при испытании**

№ скв.	Объект	Средний дебит нефти одного объекта, т/сут	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	Средний дебит газа на 1 объект, м <sup>3</sup> /сут	Продолжительность испытания, сут.	Ориентировочный объем сжигания газа, куб. м
<b>Независимая скважина КМ-17</b>						
КМ-17	I	30	41,36	1240,8	80	99 264
	II	30	41,36	1240,8	80	99 264
<b>Зависимые скважины KMD-1, KMD-2, KMD-4, KMD-5, КМ-18, КМ-19, КМ-20</b>						
KMD-1	I	30	41,36	1240,8	80	99 264
	II	30	41,36	1240,8	80	99 264
KMD-2	I	30	41,36	1240,8	80	99 264
	II	30	41,36	1240,8	80	99 264
KMD-4	I	30	41,36	1240,8	80	99 264
	II	30	41,36	1240,8	80	99 264
KMD-5	I	30	41,36	1240,8	80	99 264
	II	30	41,36	1240,8	80	99 264
КМ-18	I	30	41,36	1240,8	80	99 264
	II	30	41,36	1240,8	80	99 264
КМ-19	I	30	41,36	1240,8	80	99 264
	II	30	41,36	1240,8	80	99 264
КМ-20	I	30	41,36	1240,8	80	99 264
	II	30	41,36	1240,8	80	99 264
<b>Итого</b>						<b>1 588 224</b>

**11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ**

На участке «Каратурун Морской» в период разведочного этапа по поиску стоимость проведения геологоразведочных работ планируется в объеме **2 842 000** тыс. тенге (таблица 11.1).

Таблица 11. 1- Планируемые финансовые затраты на период проведения разведочных работ

№ № п/п	Наименование затрат	Ед. изм.	Стоимость, тыс. тг.	Объём работ	Стоимость работ, тыс. тенге
1	<b>Бурение зависимых поисковых скважин КМД-1, КМД-2, КМД-4, КМД-5, КМ-18, КМ-19, КМ-20</b>	<b>скв.</b>	<b>350 000</b>	<b>7</b>	<b>2 450 000</b>
	ГИС	скв.	1 250	7	8 750
	Опробование и испытание объектов	объект	1 000	14	14 000
	Отбор флюидов нефти, газа и воды	Кол-во проб	100	21	2 100
	Лабораторные исследования флюидов	Кол-во проб	150	21	3 150
<b>Всего:</b>					<b>2 478 000</b>
2	<b>Бурение независимой поисковой скважины КМ-17</b>	<b>скв.</b>	<b>350 000</b>	<b>1</b>	<b>350 000</b>
	ГИС	скв.	1 250	1	1 250
	Опробование и испытание объектов	объект	1 000	2	2 000
	Отбор флюидов нефти, газа и воды	Кол-во проб	100	3	300
	Лабораторные исследования флюидов	Кол-во проб	150	3	450
<b>Всего:</b>					<b>354 000</b>
3	Проектирование, отчеты и др.	Ед.	5 000	2	10 000
<b>Всего:</b>					<b>2 842 000</b>

## 12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

### 12.1 Оценка перспективных ресурсов нефти и газа

Перспективные ресурсы подсчитаны объемным методом по категории С<sub>3</sub>.

Подсчётные параметры (пористость, нефтенасыщенность и т.д.) на юрский комплекс участка Каратурун Морской приняты по аналогии с месторождением Каратурун Морской, где коллекторами являются терригенные породы.

Перспективные ресурсы по юрским резервуарам подсчитывались по подсчетным параметрам, принятым для месторождения Каратурун Морской.

В целом прогнозные геологические/извлекаемые ресурсы нефти, оцененные объемным методом на юрский комплекс, составляют:

- Нефть - геологические – **1 699,5** тыс. т/извлекаемые - **509,9** тыс. т.
- Растворенный газ геологические – **70,3** млн. м<sup>3</sup>/извлекаемые - **21,1** млн. м<sup>3</sup>.

Результаты подсчета показаны в таблице 12.1.

Таблица 12.1 - Оценка ожидаемых ресурсов нефти и растворенного газа в районах бурения скважин KMD-1, KMD-2, KMD-4, KMD-5, KM-17, KM-18, KM-19 и KM-20 (юрском комплексе)

Структура	Участки бурения скважин	Вероятность	По изогипсе, м	Площадь продуктивности, тыс. м2	Эфф.нефтенасыщенная толщина, м	Кп, д.ед.	Кнг, д.ед.	Плотность нефти, г/см3	Пересчётный коэф., д.ед.	Геологические ресурсы нефти, тыс. т	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Газосодержание, м3/т	Нач.запасы растворенного газа, млн.м3	
														Геологические	Геологические
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Каратурун Морской	KMD-1	J	1205	76	15	0,2	0,5	0,85	0,95	91,6	0,3	27,5	41,36	3,8	1,1
	KMD-2	J	1225	71	15	0,2	0,5	0,85	0,95	85,5	0,3	25,7	41,36	3,5	1,1
	KMD-4	J	1175	162	15	0,2	0,5	0,85	0,95	196,1	0,3	58,8	41,36	8,1	2,4
	KM-20	J	1175	386	15	0,2	0,5	0,85	0,95	329,3	0,3	98,8	41,36	13,6	4,1
	KM-19, KMD-5	J	1155	304	15	0,2	0,5	0,85	0,95	367,9	0,3	110,4	41,36	15,2	4,6
	KM-18	J	1175	133	15	0,2	0,5	0,85	0,95	467,8	0,3	140,4	41,36	19,4	5,8
	KM-17	J	1145	272	15	0,2	0,5	0,85	0,95	161,2	0,3	48,4	41,36	6,7	2,0
<b>ИТОГО:</b>										<b>1699,5</b>		<b>509,9</b>		<b>70,3</b>	<b>21,1</b>

### 13. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

Основные показатели экономической эффективности проектируемых работ приведены в таблице 13.1. Из нее следует, что с высокой долей вероятности можно предполагать весьма успешное с коммерческой стороны проведение поисковых работ на рассматриваемой территории.

Таблица 13.1 - Основные технико-экономические показатели поисковых работ

№№ п/п	Показатели	Единица измерения	Объем работ
1	2	3	4
1	Стоимость геологоразведочных работ в период разведки	тыс. тенге	2 842 000
2	Количество проектных поисковых скважин	шт.	8
3	Проектные глубина, горизонт	м	1200 (J)
4	Суммарный метраж	м	9 600
5	Средняя коммерческая скорость бурения	м/ст-мес	1 125
6	Предполагаемая стоимость строительства проектной скважины	тыс. тенге	2 832 000 ₸
7	Предполагаемые затраты на 1 м проектируемого бурения	тенге	295 ₸
8	Продолжительность проектируемых работ на площади	год	6
9	Ожидаемый прирост запасов нефти	тыс. т	1699,5
10	Прирост ожидаемых запасов нефти на 1 м проходки	тыс. т/м	0,18
11	Прирост ожидаемых запасов нефти на 1 поисковую скважину	тыс. т/скв.	212,4
12	Затраты на подготовку 1 т ожидаемых запасов нефти	тенге /т	1 666,3 ₸

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам обработки и интерпретации сейсмических данных 2D, выполненных в 2025 году специалистами ТОО «Сейсмические геофизические услуги» на контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть», была сформирована современная структурно-тектоническая модель строения палеозойских и мезозойских отложений.

В пределах прогнозируемых структурно-литологических и структурных залежей в юрских отложениях северного участка, выделенных по данным сейморазведки 2D (2025 г.), проектируется бурение семи разведочных скважин: КМ-17, КМ-18, КМ-19, КМ-20, КМД-1, КМД-2, КМД-4, КМД-5 с проектной глубиной 1200 м каждая.

Геологические перспективные ресурсы нефти оцениваются в **1 699,5** тыс. т, в том числе извлекаемые — **509,9** тыс. т.

В процессе бурения предусмотрены отбор образцов шлама и керна, испытание 16 объектов в юрских отложениях, а также отбор пластовых проб нефти, газа и воды с последующим лабораторным исследованием.

Бурение скважин : КМ-17, КМ-18, КМ-19, КМ-20 КМД-1, КМД-2, КМД-4, КМД-5, позволит уточнить геологическое строение участка по юрским отложениям и обеспечить прирост запасов нефти и газа контрактной территории Каратурун Морской

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ****А) Опубликованные**

1	Правительство РК	Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», утвержденный Указом Президента РК от 27.12.2017г № 125-VI ЗРК, г. Астана, 2017 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 10.06. 2025 г.)
2	Правительство РК	Экологический кодекс РК от 02.01.2021 г №400-VI ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 24.06.2025 г.)
3	Правительство РК	«Единые правила по рациональному использованию недр», утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15.06.2018г № 239, г. Астана, 2018 г.
4	Правительство РК	НТД «Методические рекомендации по составлению проектов разведочных работ углеводородов (изменения и дополнения к нему)», утвержденные приказом и.о. Министра энергетики Республики Казахстан от 24.08.2018г № 329, г. Астана, 2018 г.
5	Турков О.С. и др.	Атлас нефтяных и газовых месторождений РК. Атлас в 2-х томах/ Алматы: ООО «КОНГ», 2020.

**Б) Фондовые**

6	Котов В.П., Толеков Б.К. и др.	Дополнение к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке «Каратурун Морской» согласно контракту №793 от 02.11.2001 г», г. Актау ТОО «НПЦ», 2022 г.
7	Курбанова Б.Е., Ветрова В.П. и др.	Подсчет запасов углеводородов нефтегазоконденсатного месторождения Толкын Мангистауской области Республики Казахстан по состоянию на 01.07.2006г. ТОО «КазНИГРИ», г. Атырау, 2006 г.
8	Шестоперова Л.В., Жумалиева К.К. и др.	Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке «Каратурун Морской» согласно контракту № 793 от 02.11. 2001 г., г. Атырау, ТОО «КазНИГРИ» 2020 г.
9	Шестоперова Л.В., Жумалиева К.К. и др.	Дополнение №2 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке «Каратурун Морской» согласно контракту №793 от 02.11.2001 г.», г. Атырау, ТОО «КазНИГРИ» 2024 г.
10	Шестоперова Л.В., Жумалиева К.К. и др.	Дополнение №3 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке «Каратурун Морской» согласно контракту №793 от 02.11.2001 г.», г. Атырау, ТОО «КазНИГРИ» 2024 г.
11	Шестоперова Л.В., Жумалиева К.К. и др.	Дополнение №4 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке «Каратурун Морской» согласно контракту №793 от 02.11.2001 г.», г. Атырау, ТОО «КазНИГРИ» 2024 г.
12	Шималин Р.А., Данчуков Д. В., Абишева Д.К. и др.	«Отчет о результатах переобработки и комплексной структурно-динамической интерпретации сейсмических данных 2Д и 3Д по контрактным территориям ТОО «Бузачи Нефть» в пределах блоков К-ХI-10а (частично), ХХХI-12-Е (частично),F (частично), ХХХII-12-В (частично), С (частично), ХХХI-12-Д (частично), Е (частично). г. Алматы, ТОО «Сейсмические геофизические услуги», 2022 г.

13	Шималин Р.А., Воронов Г.В. и др.	Отчет «Результаты обработки и интерпретации сейсмических данных 2Д (месторождение Каратурун Морской) на контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть». г. Алматы, ТОО «Сейсмические геофизические услуги», 2025 г.
----	-------------------------------------	--

## Приложение 1

15017141



## ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

22.09.2015 года15017141

**Выдана** Товарищество с ограниченной ответственностью "Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт"

060011, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау,  
ул. Айтеке би, дом № 43 "А", БИН: 991240001478

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

**на занятие** Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Особые условия**

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Примечание**

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

**Лицензиар**

Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе.  
Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

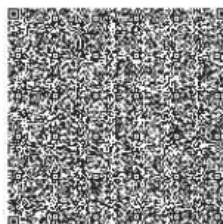
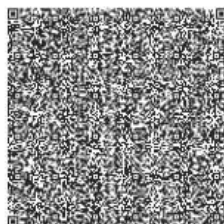
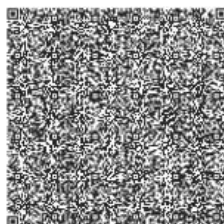
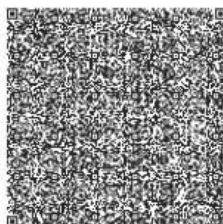
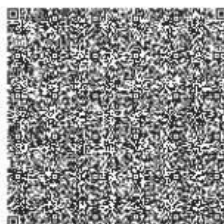
**Руководитель**  
(уполномоченное лицо)

БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

**Дата первичной выдачи** 07.08.2013

**Срок действия**  
**лицензии**

**Место выдачи**г.Астана

15017141



Страница 1 из 2

## ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 15017141

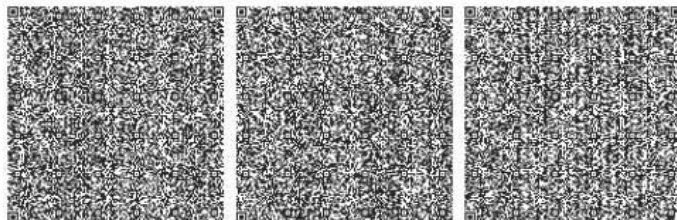
Дата выдачи лицензии 22.09.2015 год

### Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Составление технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородного сырья
- Повышение нефтеотдачи нефтяных пластов и увеличение производительности скважин
- Составление проектных документов для месторождений углеводородного сырья
- Составление технологических регламентов для месторождений углеводородного сырья

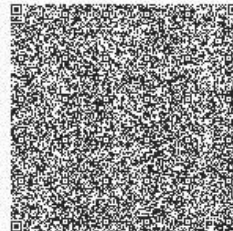
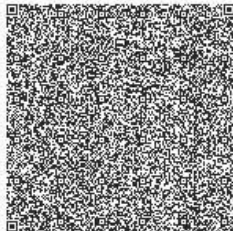
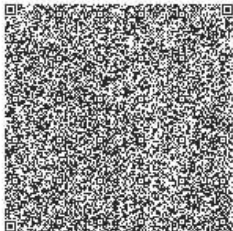
(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

<b>Лицензиат</b>	<p><b>Товарищество с ограниченной ответственностью "Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт"</b></p> <p>060011, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, ул. Айтеке би, дом № 43 "А", БИН: 991240001478</p> <p>(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)</p>
<b>Производственная база</b>	<p>1) Атырауская обл., г. Атырау, ул. Айтеке би, д. 43 "А"; 2) Атырауская обл., пос. Бирлик, ул. Геологопоисковая, д. 8.</p> <p>(местонахождение)</p>
<b>Особые условия действия лицензии</b>	<p>(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)</p>
<b>Лицензиар</b>	<p><b>Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан.</b></p> <p>(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)</p>
<b>Руководитель (уполномоченное лицо)</b>	<p><b>БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ</b></p> <p>(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))</p>



Одним из методов защиты информации является использование специальных защитных кодов, позволяющих проверить подлинность информации. Для этого необходимо использовать специальное программное обеспечение, позволяющее проверить подлинность информации. Для этого необходимо использовать специальное программное обеспечение, позволяющее проверить подлинность информации.

<b>Номер приложения</b>	001
<b>Срок действия</b>	
<b>Дата выдачи приложения</b>	22.09.2015
<b>Место выдачи</b>	г. Астана



Одним из результатов работы по созданию единой цифровой среды для туроператоров Республики Казахстан 2003 года является 7-е издание Закона 7-бб/2003 от 1-го июля 2003 года «О внесении изменений и дополнений в Закон Республики Казахстан «Об электронной цифровой подписи» (далее – Закон) и внесении изменений в другие законодательные акты Республики Казахстан. Данное издание опубликовано в 1-м выпуске ВЭСР от 7 января 2003 года. «Об электронной цифровой подписи» (далее – Закон) и внесении изменений в другие законодательные акты Республики Казахстан.

18003381



## ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

16.02.2018 года

18003381

**Выдана** Товарищество с ограниченной ответственностью "Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт"

060011, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау,  
УЛИЦА ӘЙТЕКЕ БИ, дом № 43А, БИН: 991240001478

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

**на занятие** Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных производств (углеводородное сырье), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Особые условия**

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Примечание**

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

**Лицензиар**

Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель**  
(уполномоченное лицо)

АЛМАУЫТОВ САБИТ БАЗАРБАЕВИЧ

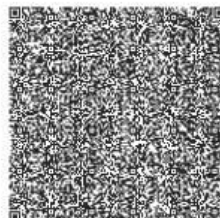
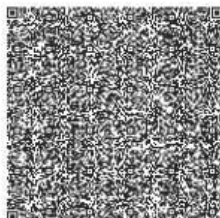
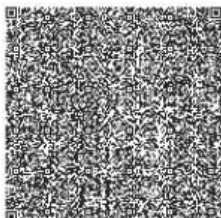
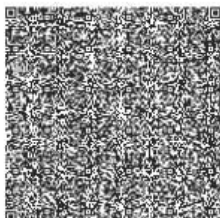
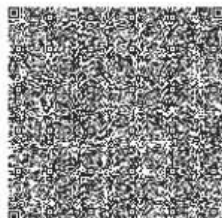
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

**Дата первичной выдачи**

**Срок действия**  
**лицензии**

**Место выдачи**

г.Астана



18003381



Страница 1 из 1

## ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 18003381

Дата выдачи лицензии 16.02.2018 год

**Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:**

- Проектирование (технологическое) нефтехимических производств

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Лицензиат**

**Товарищество с ограниченной ответственностью "Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт"**

060011, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, УЛИЦА ӘЙТЕКЕ БИ, дом № 43А., БИН: 991240001478

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

**Производственная база**

**060000, город Атырау, улица Геологопоисковая -8**

(местонахождение)

**Особые условия действия лицензии**

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Лицензиар**

**Министерство энергетики Республики Казахстан**

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

**Руководитель (уполномоченное лицо)**

**АЛМАУЫТОВ САБИТ БАЗАРБАЕВИЧ**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

**Номер приложения**

001

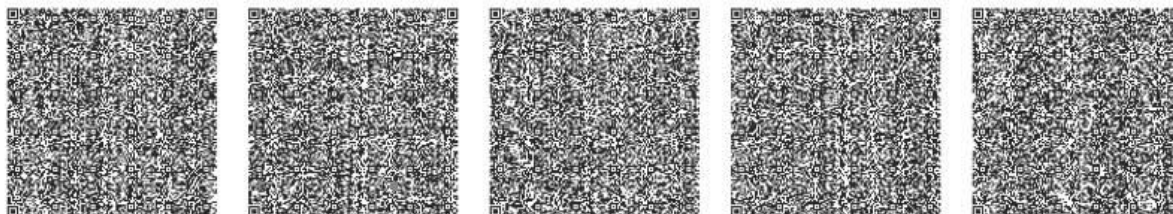
**Срок действия**

**Дата выдачи приложения**

16.02.2018

**Место выдачи**

г.Астана



Описание: «Электронные подписи и электронные документы» – государственная информационная система Республики Казахстан с 2003 года. 7 января 2018 года в соответствии с Законом Республики Казахстан «О государственной регистрации и уведомлении» введена в эксплуатацию. Детальнее информации можно получить по адресу: 110000, г. Москва, ул. Мясницкая, д. 26, стр. 1, телефон: +7 (495) 777-7777, сайт: www.fips.gov.kz

## Приложение 2

Приложение  
к Контракту № 793 от 02.11.2001 г.  
на право недропользования  
(нефть)



**МИНИСТЕРСТВО ИНДУСТРИИ И НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ  
КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ  
РЕСПУБЛИКАНСКИЙ ЦЕНТР ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ  
«КАЗГЕОИННФОРМ»**

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД**

Выдан *Товариществу с ограниченной ответственностью «Булачи Нефть»*  
на право недропользования на месторождении *Каратурун Морской*  
в пределах блока *XXXI-12-D(частично), E(частично)*

Геологический отвод расположен в *Мангистауской области*

Границы отвода на картограмме обозначены *угловыми точками с т. 1 по т. 6*

угловые точки	координаты угловых точек	
	северная широта	восточная долгота
1	45° 23' 34"	52° 02' 31"
2	45° 27' 30"	52° 02' 31"
3	45° 27' 30"	52° 14' 57"
4	45° 21' 14"	52° 14' 57"
5	45° 21' 14"	52° 06' 39"
6	45° 22' 51"	52° 06' 39"

На территории геологического отвода расположен горный отвод  
месторождения *Каратурун Морской*

угловые точки	координаты угловых точек горного отвода месторождения Каратурун Морской	
	северная широта	восточная долгота
1	45° 23' 40"	52° 09' 18"
2	45° 24' 24"	52° 11' 43"
3	45° 23' 52"	52° 12' 20"
4	45° 23' 24"	52° 12' 14"
5	45° 22' 57"	52° 09' 47"

Границы отвода исследованы до глубины кровли осадочной толщи на 0,107 км, 414

Площадь геологического отвода, за вычетом площади горного отвода  
месторождения *Каратурун Морской* – 162,45 (сто шестьдесят две целых сорок пять)

Глубина отвода – до поверхности кристаллического фундамента.

Руководитель П. Ниценко





г. Астана,  
август 2011 г.

Приложение  
к геологическому отводу  
на право недропользования  
Контракта № 792/1 от 02.11.2001г.  
(нефть)

**Картограмма**  
расположения геологического отвода месторождения Каратурун Морской  
в пределах блоков XXXI-12-D(частично), E(частично)

Масштаб 1: 200 000



-  контрактная территория геологического отвода месторождения Каратурун Морской
-  контрактная территория горного отвода месторождения Каратурун Морской

## Приложение 3

**Протокол № 01/2026**  
**заседания Научно-Технического Совета ТОО «КазНИГРИ»**  
(тип собрания)

ТОО «КазНИГРИ»

место проведения: г. Атырау

10.02.2026 г. кол-во стр. 2

(Дата проведения)

Председатель – Юсубалиев Р.А., директор ТОО «КазНИГРИ»,

Секретарь собрания – Сейткалиева Г.К., сотрудник ТОО «КазНИГРИ»

**Присутствовали:**

Туленбаева Б.Р. – Заместитель директора по проектно-функциональному обеспечению;

Арапов К.С. – Заместитель директора

Шестоперова Л.В. – Директор департамента геологии и моделирования, к.г.- м.н;

Жумалиева К.К. – Руководитель отдела проектирование поиска и разведки УВС;

Исламов Х. М. – Руководитель отдела проектирования бурения и внутрискважинных работ;

Калемова Ж.Ж. – Руководитель отдела проектирования охраны недр и окружающей среды;

Сагинбаева С.Е. – Руководитель отдела геологии и подсчета запасов;

Мербаева А.Г. – Главный специалист отдела ГИС.

**Приглашенные:**

Ибраева А.Н. – Ведущий инженер отдела проектирования охраны недр и окружающей среды;

Сейткалиева Г. К. – Ведущий инженер отдела проектирование поиска и разведки УВС.

**Повестка дня:**

*Рассмотрение «Проекта разведочных работ по поиску углеводородов в юрских отложениях Северной части участка Каратурун Морской» согласно контракту №793 от 02.11.2001 г.».*

**Слушали** сообщение ответственного исполнителя проекта Сейткалиевой Г.К. об основных проектных решениях.

ТОО «Бузачи Нефть» является недропользователем на контрактной территории – месторождение Каратурун Морской в соответствии с Контрактом на разведку и добычу №793 от 02.11.2001 г. Контрактная территория ТОО «Бузачи Нефть» в административном отношении расположена на территории Мангистауского района Мангистауской области Республики Казахстан.

Дополнением №6 (рег.№4881-УВС-МЭ РК) от 15.12.2020г. к Контракту №793 от 02.11.2001г. внесены изменения в части проведения операций по разведке на контрактной территории, определенной геологическим отводом и закреплен период разведки на 6 лет с 15 декабря 2020г.

В 2020 г. в пределах перспективных участков Каратурун Морской и Каратурун Западный контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть», были составлены проекты разведочных работ (Протокол ЦКРР № 2/10 от 25.06.2020 г. и № 2/13 от 25.06.2020 г). Целью проектируемых работ являлось изучение перспектив нефтегазоносности и обнаружение залежей УВ в палеозойских, триасовых и юрских отложениях в пределах контрактной территории.

В 2022 г. компанией ТОО «Сейсмические Геофизические Услуги» выполнен «Отчет о результатах переобработки и динамической интерпретации сейсмических данных 2Д и 3Д по контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть». Объем ОГТ 2Д составил 683,4 погонных километров и ОГТ 3Д - площадью 86,659 кв. км. В результате были получены структурные



## Приложение 4

**Протокол № 4**  
**Совместного заседания Геолого-технического совещания**  
**ТОО «Бузачи Нефть» и ТОО «КазНИГРИ»**  
**(тип собрания)**

г Актау

«10» 02 2026г.

**Присутствовали:**

От ТОО «Бузачи Нефть»

Асанова С.Е. - Генеральный директор, председатель;

Касьяненко А.А. - Заместитель генерального директора;

Бисенкенов Т.Ж. - Главный геолог;

Кужаков И. - Геолог;

Кожаква Г. - Директор по недропользованию, секретарь

**От ТОО «КазНИГРИ»**

Шестоперова Л.В. - Директор департамента геологии и моделирования, к.г.- м.н;

Жумалиева К.К. - Руководитель отдела проектирования поиска и разведки УВС;

Калемова Ж.Ж. - Руководитель отдела проектирования охраны недр и окружающей среды;

Сейткалиева Г. К. - Ведущий инженер отдела проектирования поиска и разведки УВС;

**Рассмотрение** «Проекта разведочных работ по поиску углеводородов в юрских отложениях Северной части участка Каратурун Морской» согласно контракту №793 от 02.11.2001 г.».

**Слушали** Сейткалиеву Г.К. - ведущего инженера отдела проектирования поиска и разведки углеводородного сырья

ТОО «Бузачи Нефть» проводит операции по недропользованию на контрактной территории месторождение Каратурун Морской в соответствии с Контрактом на разведку и добычу №793 от 02.11.2001 г.

Контрактная территория ТОО «Бузачи Нефть» в административном отношении расположена на территории Мангистауского района Мангистауской области Республики Казахстан.

Дополнением №6 (рег.№4881-УВС-МЭ РК) от 15.12.2020г. к Контракту №793 от 02.11.2001г. внесены изменения в части проведения операций по разведке на контрактной территории, определенной геологическим отводом и закреплена период разведки на 6 лет с 15 декабря 2020г.

В 2020 г. в пределах перспективных участков Каратурун Морской и Каратурун Западный контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть», были составлены проекты разведочных работ (Протокол ЦКРР № 2/10 от 25.06.2020 г. и № 2/13 от 25.06.2020 г). Целью проектируемых работ являлось изучение перспектив нефтегазоносности и обнаружение залежей УВ в палеозойских, триасовых и юрских отложениях в пределах контрактной территории.

В 2022 г. компанией ТОО «Сейсмические Геофизические Услуги» выполнен «Отчет о результатах переобработки и динамической интерпретации сейсмических данных 2Д и 3Д по контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть». Объем ОГТ 2Д составил 683,4 погонных километров и ОГТ 3Д - площадью 86,659 кв. км. В результате были получены структурные построения по целевым отражающим горизонтам и уточнено предоставление о геологическом строении рассматриваемой территории.

В 2025 г. этой же Компанией выполнен «Отчет о результатах переобработки и динамической интерпретации сейсмических данных 2Д и 3Д по контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть». Объем полнократных временных разрезов ОГТ 2Д для интерпретации по отчетной площади составил 21 км.

